

Modèle d'approvisionnement et de distribution du pétrole en Amérique du Nord

Joseph Gabriel Debanné

Volume 2, numéro 4, 1971

URI : <https://id.erudit.org/iderudit/700143ar>

DOI : <https://doi.org/10.7202/700143ar>

[Aller au sommaire du numéro](#)

Éditeur(s)

Institut québécois des hautes études internationales

ISSN

0014-2123 (imprimé)

1703-7891 (numérique)

[Découvrir la revue](#)

Citer cet article

Debanné, J. G. (1971). Modèle d'approvisionnement et de distribution du pétrole en Amérique du Nord. *Études internationales*, 2(4), 610–645.
<https://doi.org/10.7202/700143ar>

MODÈLE D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DU PÉTROLE EN AMÉRIQUE DU NORD *

par Joseph Gabriel DEBANNÉ **

I. RÉSUMÉ

La formulation de problèmes d'approvisionnement et de distribution au moyen de graphes ou réseaux (*networks*) est ici présentée dans le cas d'un produit unique (*single commodity*). Cette méthode a été appliquée pour l'étude du système d'approvisionnement et de distribution du pétrole en Amérique du Nord, afin d'étudier l'impact de la découverte du pétrole dans l'Arctique, à Prudhoe Bay, Alaska ¹. Il est présentement question d'étendre ce modèle à tous les pays producteurs de pétrole afin d'étudier la structure des prix du pétrole dans le monde.

Cette méthode s'est avérée très commode et a été, depuis, étendue pour l'étude de problèmes à deux produits complémentaires (pétrole et gaz naturel), ainsi qu'aux problèmes à plusieurs produits complémentaires ², tel que le problème général de la production et de la distribution de l'énergie. Une application du modèle à deux produits est actuellement en cours pour l'étude des politiques d'approvisionnement et de distribution de pétrole et de gaz naturel au Québec.

Les centres d'approvisionnement et de demande sont représentés par des sources et des goulots (*sinks*) dans un réseau de transport. Les régions productrices sont caractérisées par une fonction de production qui relie les investissements, les réserves, la capacité et le coût unitaire au prix et à la demande. Les oléoducs et lignes de transport reliant les sources aux marchés sont caractérisés par une fonc-

* L'auteur tient à remercier l'Office national de l'énergie, à Ottawa, et en particulier, le personnel de la Direction de la recherche opérationnelle, pour leur collaboration et leur aide pour mener à bien cette étude.

** *Doyen de la Faculté des sciences de la gestion, Université d'Ottawa.*

¹ DEBANNÉ, J. G., « An Investment-Allocation Model for Oil Production and Distribution North America », 1969 *CORS Conference*.

² DEBANNÉ, J. G., *A Systems Approach for Oil and Gas Policy Analysis in North America*, Elsevier Publishing Co., England, October 1971 — Proceedings of the 8th World Petroleum Congress, Panel Discussion N° 22.

tion du coût de service qui relie les investissements et les coûts d'opération à la capacité de transport. Les centres de demande sont caractérisés par une prévision de la demande en pétrole. À chaque étape, on effectue les opérations suivantes :

1. La ressource est distribuée pour satisfaire les demandes à un coût total minimum, sujet à des contraintes gouvernementales, technologiques et institutionnelles, telles que quotas d'importation, délais d'expansion de capacité et concurrence parmi les centres de production.
2. On fait des investissements pour agrandir le système de distribution, puis les coûts des lignes de transport sont réévalués.
3. On ajuste les prix en supposant que les régions, provinces ou États producteurs tendent à maximiser leurs profits respectifs. Le prix de la ressource en tout point du réseau du système, est alors égal au « coût d'opportunité » ou prix de référence en ce point par rapport au reste du système.
4. Les régions productrices investissent dans l'exploration et le développement, connaissant la demande et le prix du pétrole et le coût d'exploration et de production du pétrole dans la région.
5. Les impacts économiques régionaux et nationaux sont calculés sur la base de revenus directs et indirects produits par les investissements, les coûts d'opération et les impôts.

II. INTRODUCTION

L'industrie du pétrole en Amérique du Nord, qui a été le fournisseur principal de pétrole aux raffineries nord-américaines et qui a été protégée contre la concurrence du pétrole d'outre-mer par un programme de contrôle des importations du Canada et des États-Unis, fait face à une nouvelle compétition, celle des champs de pétrole apparemment prolifiques de l'Arctique.

Ceci a accéléré la réévaluation de l'industrie du pétrole et des politiques pétrolières qui affectent l'industrie du pétrole en Amérique du Nord ; en particulier, l'impact à court, moyen et long termes des découvertes du pétrole de l'Arctique doit être évalué en fonction des facteurs suivants :

- les producteurs nord-américains de pétrole et en particulier les producteurs canadiens (niveaux de production et prix) ;
- le schéma de distribution de la production nord-américaine et des importations de pétrole d'outre-mer ;
- les économies régionales affectées par la découverte du pétrole de l'Arctique, en particulier le développement du Nord ;
- les économies nationales.

En faisant diverses hypothèses au sujet des :

- politiques de contrôle des importations du pétrole des États-Unis et du Ca-

nada, notamment les restrictions à l'importation du pétrole affectant l'Est du Canada ;

- les nœuds de transport, les trajectoires des pipelines et les coûts correspondants ;
- l'étendue des réserves de pétrole et les capacités de production ainsi que le taux de développement des réserves pétrolières dans l'Arctique et autres régions productrices de pétrole en Amérique du Nord ;
- le prix du pétrole aux champs de production et les coûts régionaux d'exploration et de production du pétrole ;
- la croissance du marché dans les diverses régions.

La présentation ci-dessus du problème nécessite une solution globale, en général, au niveau macroéconomique. Elle requiert également des réponses spécifiques au niveau microéconomique, par exemple : l'éventuelle liaison des centres de production et des centres de demande par pipelines, la capacité de tels pipelines, leurs coûts de transport, leur effet sur les prix aux champs de pétrole, les investissements et les capacités de production dans les diverses régions productrices, etc. De prime abord, il semblait particulièrement difficile de faire cette étude économique avec des méthodes traditionnelles, en l'absence d'information quant à l'ampleur et à l'économie de la découverte du pétrole dans l'Arctique, quant aux intentions des producteurs du pétrole de l'Arctique et à la structure subséquente des prix du pétrole en Amérique du Nord. Néanmoins, il fut possible de développer en moins de 15 mois de travail, une version opérationnelle de ce modèle représentant quarante régions productrices et autant de centres de demande en Amérique du Nord. La marche adoptée est la suivante :

- 1) représentation du système d'approvisionnement et de distribution du pétrole nord-américain comme un réseau interconnecté de lignes de transport (existantes et potentielles) entre centres de production et centres de demande ;
- 2) développement de modèles d'investissement appropriés, pour les producteurs et les transporteurs de pétrole, et d'un mécanisme adéquat pour déterminer les prix du pétrole aux champs de production ;
- 3) détermination des niveaux de saturation de la pénétration du pétrole de l'Arctique sur ce continent, suivant l'hypothèse extrême que la région de l'Arctique est très prolifique et qu'elle aura la puissance économique de dicter le prix de base du pétrole, afin de maximiser les profits escomptés de la production de pétrole arctique³.

En conclusion, on peut considérer la découverte du pétrole de l'Arctique comme une « perturbation » infligée au système nord-américain de production et de distribution du pétrole. Avec le temps, on espère que ce système adaptera ses allocations de pétrole, sa production, ses prix et son expansion afin de s'accommoder de la « perturbation » arctique. Le but de cette étude est d'évaluer la capacité

³ PASHIGIAN, B. P., « Limit Price and the Market Share of the Leading Firm », *Journal of Industrial Economics*, Vol. XVI, N° 3, July 1968.

d'adaptation du système nord-américain de production et de distribution du pétrole et de déterminer les schémas d'ajustement suivant différentes hypothèses et la sensibilité des résultats à des variations d'hypothèses.

Résultats

Une version préliminaire de ce modèle ⁴ a montré que la région pétrolière de l'Arctique maximiserait ses profits escomptés en maintenant les niveaux des prix actuels sur ce continent. La pénétration du marché nord-américain par le pétrole de l'Arctique serait, dans ce cas, plus graduelle qu'à des niveaux de prix plus bas, mais cela serait plus profitable pour les producteurs de l'Arctique et naturellement moins perturbant pour le reste de l'industrie de production pétrolière. Le modèle a aussi confirmé les plans annoncés d'un pipeline trans-Alaska jusqu'à la côte du Pacifique, comme faisant partie du réseau d'allocation du pétrole sur ce continent à un prix minimum. Il a aussi confirmé la situation avantageuse du pétrole de l'Alberta dans le marché de Chicago, en dépit des hypothèses extrêmes au sujet des découvertes dans l'Arctique. Enfin, des études subséquentes avec ce même type de modèle ont souligné l'avantage stratégique dont jouit le Québec comme d'ailleurs le reste de l'extrémité nord-est du continent, comme région d'importation des pétroles d'outre-mer.

Ces découvertes sont d'une importance cruciale et justifient globalement, sinon en détails, la stratégie décrite dans cet article.

III. THÉORIE ET HYPOTHÈSES

L'étude de ce problème fut rendue possible par l'adoption de la stratégie en quatre points décrits plus haut, et des hypothèses-clés suivantes sans lesquelles l'étude aurait dégénéré en projet énorme et sans issue.

1. Principe de la région en tête de file

Alors que les changements de prix de base sont traditionnellement imposés par le « leader » de l'industrie du pétrole nord-américain, on observe également que ce « leader » est toujours le producteur principal dans la région où a lieu le changement de prix de base. Cette région est, en règle générale, celle qui jouit de la plus haute productivité pétrolière. L'avantage de la compétition pour cette région, vis-à-vis des autres régions, donne au « leader » une puissance économique importante et souvent essentielle pour appuyer le changement de prix imposé. Il a été reconnu récemment, par exemple, que le centre qui détermine les prix s'est déplacé de la côte du golfe du Texas au sud de la Louisiane, car cette dernière détient maintenant le record nord-américain de profitabilité et de la capacité de production. Si la région de l'Arctique devient aussi prolifique que nous sommes conduits

⁴ DEBANNÉ, *op. cit.*

à le croire, au point de vue des réserves, de la capacité de production, et du coût unitaire de découverte, de développement et de production du pétrole, il est anticipé qu'elle devienne la région en tête de file nord-américaine. C'est cette région qui déterminerait le prix de base du pétrole nord-américain.

2. Le principe du profit escompté maximum

Tant qu'il y a au moins un producteur important dans l'Arctique, avec des intérêts de production relativement faibles ailleurs sur ce continent, on s'attend que cette région détermine un prix de base qui maximiserait ses profits escomptés aux dépens d'autres régions, si nécessaire.

La région de l'Arctique aurait la puissance économique d'entrer en compétition avec les autres régions : augmenter ou baisser le prix du pétrole afin de maximiser son profit escompté. Une augmentation de prix permettrait à d'autres régions productrices marginales d'augmenter leur capacité de production, réduisant ainsi la part du pétrole de l'Arctique dans le marché. Inversement, une baisse de prix augmenterait la part de l'Arctique dans le marché. La décision du « leader » de vendre des réserves de pétrole plus tôt et à prix plus bas, ou au contraire, à hausser le prix et à écouler les réserves plus lentement, est principalement gouvernée par des considérations de profit escompté.

3. Valeur des prix ou coûts d'opportunité

Le prix de base ou de référence, établi par le « chef de file » à la région productrice la plus compétitive, détermine la valeur maximum ou coût d'opportunité ou prix de référence du pétrole à tous les autres points du système de distribution. Cette valeur maximum ou coût d'opportunité à chaque point correspond à ce que le système serait prêt à payer pour une capacité unitaire additionnelle de pétrole en ce point⁵. Une propriété intéressante du coût d'opportunité est qu'il peut être substitué à un prix plus bas sans affecter l'allocation optimale du pétrole brut dans le système. Un centre de production dont le prix est inférieur à son coût d'opportunité dans le système, pourrait accroître son prix jusqu'au niveau du coût d'opportunité sans perdre aucun marché. Inversement, si une région a un prix trop élevé, elle perd des marchés à moins de faire baisser son prix au niveau du coût d'opportunité. Ce mécanisme d'ajustement du prix est conforme avec une attitude compétitive parmi les régions productrices et le désir des centres de demande de minimiser leurs dépenses pour l'achat de pétrole.

4. Indépendance du prix et du coût unitaire

Un corollaire à la théorie des prix décrite au paragraphe précédent est que le coût d'exploration, d'exploitation et de production du pétrole dans une région par-

⁵ FULKERSON, D. R., « An 'Out-of-kilter' Method for Minimal Cost Flow Problems », SIAM Journal, Vol. 9, N° 1, March 1961, pp. 18-27.

ticulière a peu d'importance dans la détermination du prix aux champs d'exploitation du pétrole dans cette région. Si le contraire était vrai, des régions marginales de production du pétrole à coût unitaire élevé en Amérique du Nord, telle que la région des Montagnes Rocheuses, bénéficieraient de prix aux champs d'exploitation relativement élevés, ce qui n'est manifestement pas le cas. En fait, les plus hauts prix sont sur la côte du golfe du Texas et de Louisiane, où le prix moyen d'exploration, d'exploitation et de production du pétrole a été, pendant des décennies, le plus bas des États-Unis.

5. Incidence du prix sur les investissements

À la lumière de la théorie des prix citée plus haut, le prix semble être un facteur déterminant dans la décision d'investir dans la capacité de production du pétrole. Excepté dans le cas de la région en tête de file, le prix n'est pas une variable de contrôle à la disposition de celui qui prend les décisions, comme c'est le cas pour les industries de transformation. L'entrepreneur qui bâtit des immeubles et le constructeur d'automobiles décident de leurs investissements, de leurs coûts de production et de leur prix, mais prennent des risques quant à la vente du produit. Dans l'industrie du pétrole, celui qui prend les décisions connaît le prix imposé et, jusqu'à un certain point, la demande, mais prend des risques quant au coût d'exploration et de production.

6. Allocation au coût minimum

Alors que les diverses régions productrices tendent à maximiser leurs profits respectifs, le système de distribution du pétrole tend à minimiser le coût du pétrole livré aux centres de demande. On vérifia ce principe pour 1966, en créant un modèle linéaire de transport où chaque région productrice fut reliée à chaque centre de demande en Amérique du Nord. L'allocation optimale correspondait d'une façon surprenante aux mouvements réels du pétrole pour cette année particulière⁶.

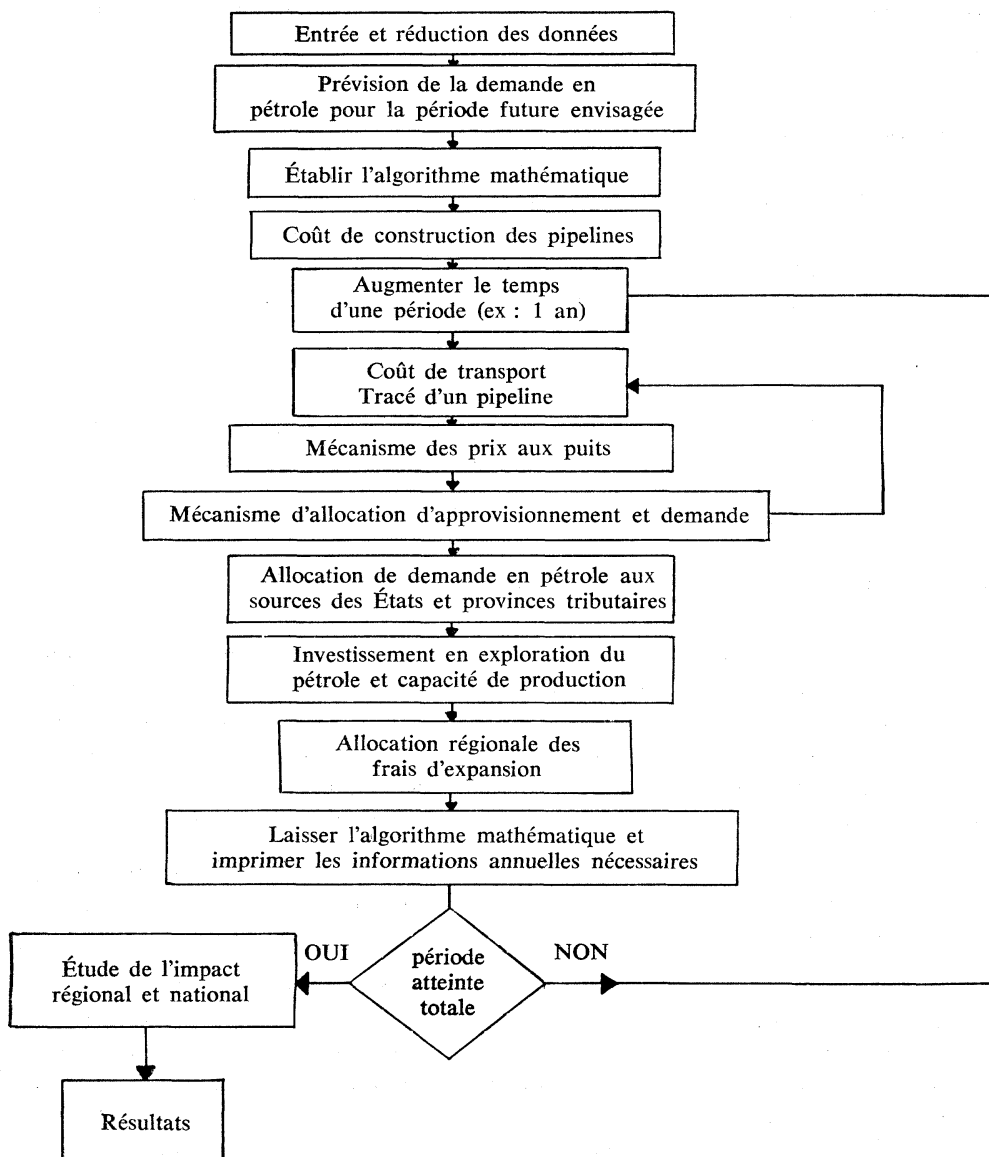
Sans un principe directeur, il serait très difficile, sinon impossible, de prédire le comportement de systèmes complexes dépendant les uns des autres, tel que le système de distribution du pétrole.

La loi du « coût minimum » pour le système de distribution du pétrole est en quelque sorte comparable à la loi de gravitation du système solaire. De la même façon que l'on peut facilement déterminer la trajectoire de toute planète ou satellite dans le cadre de la loi de la gravitation, en tenant compte des influences gravitationnelles adéquates, de même on peut déterminer le comportement probable d'un système de distribution, en utilisant le principe du coût minimum, en tenant compte des facteurs appropriés.

⁶ BALDWIN, J., *Continental Oil Allocation*, Rapport de l'O.N.E., Ottawa, septembre 1968.

ORGANIGRAMME

*Modèle analytique d'une politique
pour le système d'approvisionnement et de distribution du pétrole
en Amérique du Nord*



IV. LE MODÈLE

La stratégie et les hypothèses présentées brièvement ci-dessus fournissent la base d'un modèle décrit sous forme d'organigramme (organigramme, p. 616). Les traits les plus marquants de ce modèle sont :

1. Les données de base

Les données nécessaires à la description du réseau d'approvisionnement et de distribution du pétrole en Amérique du Nord sont organisées et structurées de façon à être :

- (i) facilement exploitées par les divers sous-modèles ;
 - (ii) facilement accessibles pour une mise à jour ou des corrections éventuelles faites par l'analyste ;
 - (iii) facilement manipulables pour simuler les diverses alternatives et hypothèses ;
- On peut envisager ces données comme formant une pyramide d'information à plusieurs niveaux.

a) Niveau 1

À la base de la pyramide, on trouve une description détaillée, par maille d'un degré de latitude et un degré de longitude, des informations suivantes :

- (i) catégories de terrain du continent nord-américain (du point de vue d'un entrepreneur de construction de pipelines) ;
- (ii) frontières des États et des provinces avec une résolution d'un degré latitude et longitude (voir carte 1, p. 637).

Les prix de construction varient sur le continent nord-américain et dépendent des conditions du sol (prairie, rocher, marais, montagne), des conditions climatiques telles que le gel, et de la densité de population. Les coûts les plus bas se trouvent dans les prairies sans terrain gelé, avec une faible densité de population, et les coûts les plus élevés, sur la crête des montagnes d'Alaska. Les coûts de terrain sont classés en huit catégories (de 1 à 8, suivant un ordre croissant du coût). L'information est codée sur un échiquier ou treillis fait des lignes de latitude et de longitude espacées d'un degré. Cette information fournit les coûts de base nécessaires pour l'évaluation d'un facteur de coût de construction pour chaque segment de pipeline. La carte 2 (p. 637) reproduit les contours iso-coût représentant les huit catégories de terrain susmentionnés. De même, un facteur de construction fut assigné à chacune des huit zones de coût de construction. Le coût par pouce de diamètre et par mille, frais de transport non compris, fut estimé à partir de données de coûts de construction de toutes les zones, sauf dans les plaines et montagnes de l'Arctique, où l'on utilisa des estimations déjà publiées.

b) Niveau 2 – Information par État

Ce niveau comprend les divers ensembles d'information qui peuvent être groupés en une seule valeur numérique par État, province ou comté.

Ce sont :

- (i) *Coût régional des tuyaux de pipelines* — Cette donnée est nécessaire pour estimer les investissements pour les pipelines et les tarifs. Le coût des tuyaux par tonne, livrés sur l'emplacement du pipeline, varie sur tout le continent et dépend de l'accessibilité et de l'éloignement des usines de tuyaux ou des ports d'importation.

Le coût des tuyaux fut estimé, dans les divers états et provinces à partir des mêmes sources d'information que pour l'estimation des coûts de construction des pipelines. Du fait qu'en général les informations donnent le diamètre du tuyau et non pas son épaisseur, on a supposé qu'il existe un rapport de 100 entre le diamètre et l'épaisseur pour tous les pipelines dont le diamètre est égal ou supérieur à 12 pouces (on a ignoré les tailles plus petites). L'enquête et les résultats furent obtenus par région pour produire un schéma des coûts de tuyau en dollars par tonne utilisés dans la fonction du coût de service, décrite ci-dessous. Ces résultats apparaissent sur la carte 3 (p. 638).

- (ii) *Données de température* — On a besoin des températures pour estimer la viscosité du pétrole dans les tuyaux. La viscosité du pétrole brut qui s'écoule dans un pipeline augmente alors que la température du fluide décroît, causant ainsi une réduction de la capacité de débit d'un pipeline. En l'absence d'informations expérimentales sur les températures d'écoulement du pétrole, particulièrement dans les régions arctiques, il est apparu inutile de chercher une formulation théorique d'équilibre de la chaleur dans les pipelines de pétrole. De fait, on a donné une grossière approximation basée sur de rares informations, soit : les températures de 50°F, la température d'écoulement utilisée dans l'Ouest du Canada, et la température de 10°F, température d'écoulement estimée dans un rapport de la *Bechtel Corporation*, pour un éventuel pipeline de l'Arctique.

On a estimé les températures moyennes d'hiver de l'Ouest du Canada à 10°F, et du Nord canadien à -20°F, à partir de cartes météorologiques de l'*Almanach canadien*.

On suppose que le gradient de température décroît dans les régions chaudes et disparaît complètement à la température de 80°F. On a développé la relation empirique suivante pour exprimer les températures d'écoulement du pétrole, en fonction des températures moyennes d'hiver de chaque État ou province :

$$T_r = X + 0.3 (80 - X) \quad (1)$$

ou

$$X = \text{MIN} (T_m, 80^\circ\text{F}) \quad (2)$$

ou

T_r = température d'écoulement du pétrole, °F

T_m = température moyenne d'hiver, °F

MIN signifie la valeur minima entre T_m et 80°F.

Cette détermination grossière de la température d'écoulement dans les pipelines de pétrole pourrait être certainement améliorée si l'on obtenait des données additionnelles.

La carte 4 (p. 638) représente les températures moyennes d'hiver adoptées dans cette étude.

- (iii) *Une relation marginale de coût reliant production cumulative, dépenses cumulatives et rapport gaz/pétrole dans chaque région ou État producteur* — Cette relation qui caractérise l'économie de l'exploration du pétrole et de la production dans chaque région ou État, est utilisée par un modèle de décision pour déterminer les investissements d'exploration et de développement. À leur tour, ces investissements affectent les réserves présumées de pétrole et les capacités de production des régions respectives — Les paramètres de la relation citée plus haut, ont été déterminés séparément pour chaque région, par une analyse statistique des séries chronologiques pour chaque région productrice importante. Ces paramètres et cette analyse sont décrits plus loin, sous le titre « Fonction de production ».

On peut allonger à volonté cette liste de données régionales par État, si nécessaire à l'avenir, pour inclure des variables régionales telles que taxes provinciales, facteurs économiques, etc.

c) *Niveau 3 — Information aux nœuds ou centres*

Ici, les diverses informations relatives à quelque soixante centres de production et de demandes du réseau de distribution sont regroupées en un ensemble de données pour chaque nœud. On identifie tous les nœuds ou centres (nœuds de distribution, nœuds de demandes et nœuds simples) par leur latitude et longitude, tel que cela apparaît sur l'*output* du modèle (Tableaux 1 et 2, p. 640).

- (i) Les nœuds de production sont aussi caractérisés par :

- le prix aux champs de forage, du baril de pétrole, pour les années 1966 à 1969 ;
- une liste des régions productrices tributaires, pour lesquelles le centre de production joue le rôle de lieu de rassemblement ;
- la production de pétrole des régions tributaires, qui est rattachée au centre de production ;
- le pourcentage estimé de la propriété de la production par les compagnies intégrées de pétrole les plus importantes et — par différence — par les compagnies indépendantes.

- (ii) Les centres de demande sont caractérisés par :

- les niveaux de demande pour 1966 à 1969 et les coefficients de croissance, pour prédire la demande future en pétrole dans les diverses régions ;
- le pourcentage estimé du contrôle financier des capacités de raffinage par les diverses compagnies intégrées de pétrole les plus importantes et — par différence — des compagnies indépendantes.

- (iii) Les points repères le long des lignes de transport, outre les centres de demande et de production, qui spécifient par leurs coordonnées de latitude et de longitude la trajectoire de chaque oléoduc au groupe d'oléoducs.

d) Niveau 4 — *Les données des tracés des pipelines*

Tous les trajets de pipelines sont réduits à des éléments linéaires reliant une série de points ou nœuds de trajet définis au *niveau 3*. Certains de ces nœuds sont des nœuds de production ou de demande, réels, d'autres sont des jonctions de pipelines ou simplement des points de repère, c'est-à-dire la trajectoire qu'un pipeline existant ou projeté, doit emprunter. Chaque segment de la chaîne est caractérisé par :

- les coordonnées de latitude-longitude de ses extrémités ;
- la capacité composite du segment qui peut consister en plusieurs pipelines en parallèle ;
- le tarif ou coût de transport dans ce segment (si connu pour l'année prise comme base) ;
- le diamètre maximum du pipeline dans ce segment (si connu).

En résumé, le réseau de distribution est décrit à la carte 5 (p. 639). Ce réseau est, par nécessité, une représentation simplifiée du réseau actuel. Plusieurs centres de production, qui sont proches géographiquement, sont remplacés par un seul nœud de production. De même, les centres de demande représentent généralement un groupe de raffineries d'une région, et les arcs reliant les nœuds représentent plusieurs pipelines différents qui relient les deux régions ou « nœuds » *in question*.

e) Niveau 5 — *Paramètres politiques et de contrôle*

Au sommet et à la position la plus accessible de la pyramide des données, on doit fournir un nombre relativement petit de paramètres politiques et de contrôle. Ce sont entre autres : le taux d'escompte, un facteur du coût de service qui doit être appliqué aux investissements pour pipelines, les quotas américains du contrôle de l'importation du pétrole, le prix de base de l'acier, le prix de base du pétrole (à Prudhoe Bay), le facteur du coût de construction de chacune des huit catégories de terrain décrites au *niveau 1* ; le rapport entre le diamètre de « boucle » et le diamètre principal pour l'expansion de pipelines existants. D'autres paramètres de contrôle, tels que les quotas de production peuvent être ajoutés, si nécessaire.

2. La fonction de production

On a besoin de la fonction de production, pour relier la demande en pétrole et le prix au champ de pétrole, dans toute région productrice de pétrole, en Amérique du Nord, au degré d'exploration et d'activité de développement du pétrole et des réserves cumulatives ainsi que les capacités de production correspondantes. L'allocation du pétrole brut des centres de production aux centres de demande, dans le système d'approvisionnement et de distribution du pétrole nord-américain, est soumise aux contraintes des capacités de production, dans la plupart des régions productrices, et aux restrictions d'importation de pétrole. Ces capacités sont elles-mêmes une fonction des réserves récupérables qui sont, à leur tour elles-mêmes,

les résultats des investissements dans l'exploration et le développement du pétrole. Ces investissements dépendent naturellement des économies de l'exploration et du développement du pétrole, donc sur le prix du pétrole brut, et sur le coût de prospection, de développement et de production du pétrole.

Alors que le prix du pétrole brut à un temps, et à une localité donnée, est le résultat de sa position compétitive sur le marché, le coût de prospection et de production en n'importe quelle région dépend du volume de pétrole restant dans une région et du montant d'informations géologiques et technologiques disponibles. Alors que ce coût tend à s'accroître avec l'épuisement des réserves de pétrole non découvertes, une meilleure et plus grande connaissance géologique acquise au cours de l'exploration et du développement de la région tend à augmenter l'efficacité de la prospection du pétrole. Finalement, on atteint un épuisement au-delà duquel les chances de découvertes importantes de pétrole deviennent très petites. Un modèle stochastique ⁷ conçu par G. M. Kauffman pour estimer la probabilité de découvrir une nappe de pétrole et la taille probable de cette nappe a été considéré et essayé. Ce modèle demande une somme considérable de données pour une région productrice particulière, afin d'établir des densités de distributions représentatives des nappes et de leurs tailles. Jusqu'à présent, seules les données des quatre provinces de l'Ouest canadien ont été rassemblées et traitées, et il semble peu probable que pareilles données deviennent disponibles, dans un futur proche, pour les quarante autres régions productrices définies dans le modèle d'approvisionnement et de distribution du pétrole nord-américain. On a développé le modèle simplifié suivant, en tenant compte des limitations de données et de l'importance de présenter les résultats au moment voulu. Les données disponibles pour la plupart des régions productrices sont :

- les frais annuels totaux, d'exploration et de développement du pétrole et du gaz ;
- la surface totale louée et productrice (pour la plupart des régions) ;
- les réserves totales de pétrole et gaz ;
- la surface totale du bassin sédimentaire ;
- l'épaisseur moyenne du bassin sédimentaire.

- (i) *Investissement I_n* — Puisqu'il est difficile de différencier les dépenses d'exploration du pétrole et les dépenses d'exploration du gaz naturel, on a décidé de consolider les dépenses de gaz et de pétrole. De plus, puisque les réserves d'hydrocarbures officiellement citées dans les statistiques de l'industrie sont directement liées aux puits déjà forés (puits d'exploration et de développement), on a décidé de consolider les dépenses d'exploration et de développement excepté les bonis de location et d'achat de permis d'exportation, ces derniers étant considérés comme improductifs. Cela a donné l'investissement annuel I_n à l'année n .

⁷ KAUFFMAN, G. M., « Statistical Analysis of the Size Distribution of Oil and Gas Fields », 1965 *Symposium on Petroleum Economy and Evaluation*.

- (ii) *Réserves d'hydrocarbures* : r_n — De même, les réserves de gaz furent converties et ajoutées aux réserves de pétrole en unités BTU pour donner les réserves d'hydrocarbures r_n de l'année n .
- (iii) *Volume de sédimentation* S — La surface d'un bassin sédimentaire multipliée par son épaisseur moyenne, donne le volume des sédiments où l'on trouve des accumulations d'hydrocarbures. Du fait que l'accumulation d'hydrocarbures nécessite la présence d'une épaisseur suffisante de couches imperméables pour coiffer la couche productrice, on soustrait habituellement quelque 1 000 pieds à l'épaisseur moyenne des sédiments. Le volume résultant, S , en milles cubes est alors adopté comme caractéristique d'une région productrice.
- (iv) *Volume de sédiments en exploitation* s_n — La surface totale des concessions productrices, multipliée par l'épaisseur moyenne des sédiments définie ci-dessus, donne le volume de sédiments qui ont été déjà explorés et où de nouvelles découvertes sont peu probables. On doit donc soustraire ce volume de sédiments productifs « s_n » du volume total de sédiments « S », où l'on peut encore découvrir des réserves d'hydrocarbures. Du fait que l'on a un estimé du volume cumulatif des réserves récupérables R_n qui correspond à S_n , on peut obtenir pour chaque région l'unité de volume « k » du sédiment exploité par baril d'hydrocarbures découverts et récupérables :

$$k = \frac{S_n}{r_n} \quad (3)$$

où l'on a estimé le paramètre k avec les informations les plus récentes disponibles dans chaque région productrice et on l'a adopté comme caractéristique régionale.

- (v) *Probabilité de trouver du pétrole* : p — La probabilité de trouver des sédiments producteurs d'hydrocarbures dans un bassin sédimentaire donné, de volume S , est initialement :

$$p = \frac{k \cdot R}{S} \quad (4)$$

où : « R » donne les ultimes réserves récupérables d'hydrocarbures ;

« k » est le volume des sédiments associé à chaque baril de pétrole récupérable défini en (iv) ;

« S » est le volume des sédiments.

Le coût pour trouver des hydrocarbures serait à premier abord inversement proportionnel à la probabilité de trouver des hydrocarbures, donc

$$\text{serait proportionnel à } \frac{1}{q} = \frac{S}{k \cdot R} \quad (5)$$

Après qu'un volume « s » d'hydrocarbures productifs est découvert, le coût pour trouver le nouveau volume élémentaire « ds » de sédiments productifs sera proportionnel à :

$$\frac{S - s}{k \cdot R - s} \cdot ds \quad (6)$$

Si l'on remplace s par $k \cdot r$ et ds par $k \cdot dr$, où k est le volume

d'hydrocarbures exploités par baril de réserves découvertes et récupérables, défini en (iv),

$$\text{on a : } \frac{S - k.r}{k(R - r)} \cdot k.dr = \frac{S - k.r}{R - r} \cdot dr \quad (7)$$

L'investissement cumulatif I_n pour trouver et développer r barils d'hydrocarbures récupérables serait alors égal à :

$$I_n = C \int_0^r \frac{S - k.r}{R - r} \cdot dr \quad (8)$$

où C est un facteur de conversion homogène au rapport dollars/barils

En intégrant le membre de droite de l'équation (8), on a :

$$I_r = C \cdot (S - k.R) \log_n \left| \frac{R}{R - r} \right| + k.r. \quad (9)$$

L'équation (9) nécessite la connaissance des investissements cumulatifs et des réserves découvertes cumulatives dans une région donnée. Alors que les données des réserves cumulatives r sont disponibles pour toutes les régions, les données d'investissements ne sont malheureusement pas disponibles avant 1959, pour la plupart des régions productrices des États-Unis⁸.

- (vi) *Solution par les moindres carrés* — En supposant que I_0 est l'investissement cumulatif antérieur à la première donnée d'investissement disponible, alors il est possible d'estimer C et I_0 par la méthode des moindres carrés, en connaissant I_n et r_n pour un certain nombre d'années :

$$I_n = I_0 + C \cdot (S - k.R) \left(\log_n \left| \frac{R}{R - r_n} \right| + k.r \right) \quad (10)$$

On détermine les paramètres S et K (décrits en (iii) et (iv), à partir de données, lorsque cela est possible. Sinon, on détermine les coefficients $C.S.$ et $C.k$ par la méthode des moindres carrés dans l'équation suivante :

$$I_n = \underline{I_0} + \underline{C.S} \log_n \left| \frac{R}{R - r} \right| + \underline{C.k} \left(\log_n \left| \frac{R - r}{R} \right| + r \right) \quad (11)$$

Dans tous les cas, on obtient les réserves ultimes R dans les estimations géologiques publiées⁸ pour chaque région productrice.

On a calculé les coefficients pour quelque quarante régions productrices des États-Unis et du Canada, en utilisant les équations 10 et 11, selon les données disponibles. Le graphique 1 (p. 640) illustre la courbe des réserves R_n en fonction des investissements I_n en Alberta⁹, calculée à partir de l'équation 11 ainsi que la courbe des données historiques obtenues de l'annuaire de l'Association canadienne du Pétrole (CPA)¹⁰.

3. La fonction d'expansion de capacité

Cette fonction estime les investissements régionaux pour la prospection et le développement du pétrole (et du gaz) connaissant les prix à la source et les de-

⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), *Joint Association Survey of Industrial Drilling Costs*, publié annuellement depuis 1959.

⁹ CANADIAN PETROLEUM ASSOCIATION, *Statistical Yearbook*, publié annuellement.

¹⁰ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), *Petroleum Facts and Figures*, publié annuellement.

mandes pour le pétrole, qui sont déterminés par la position compétitive des régions productrices respectives au sein du système d'approvisionnement et de distribution. Cette fonction est sans aucun doute une simplification radicale du processus de décision adopté en réalité au niveau de l'entrepreneur. Ce modèle de décision est néanmoins suffisamment adéquat pour représenter l'essentiel du processus global de décision au niveau régional (ex. : État, province ou comté) si tant est que les hypothèses 1 à 6 sont valides.

Il reste à faire un choix entre un modèle économétrique ou régressif, basé sur des données historiques d'investissements et un modèle de comportement ou de cause à effet, basé sur le concept que l'on a de l'industrie pétrolière. Les résultats décevants de la recherche économétrique ¹¹, la carence de données et de personnel, ainsi que le manque de temps pour trouver et analyser de telles données, ont déterminé l'adoption d'un modèle de comportement.

Ce modèle de décision fut néanmoins reconnu valide en regard de quelque cent décisions d'investissements, c'est-à-dire pour quelque quarante régions productrices, sur une période couvrant 1966 à 1969.

Les traits dominants de ce modèle de comportement sont les suivants :

(i) *Compétition entre les régions productrices* — Selon la théorie présentée au sous-titre « Hypothèses », on peut dire que l'industrie nord-américaine de production du pétrole ne se conduit pas comme un monopole, enclin à maximiser les profits de l'industrie dans son ensemble. Si elle l'avait fait, alors les fonds d'exploration de pétrole et de développement auraient cessé d'être disponibles depuis longtemps aux États producteurs marginaux (ex. : Kansas, Oklahoma ou Montana) et auraient recherché principalement les régions où il est très profitable de trouver et de produire du pétrole (ex. : la côte du golfe du Mexique). Au lieu de cela, on observe que les États et provinces producteurs de pétrole se conduisent comme des entités compétitives au sein du système nord-américain d'approvisionnement et de distribution du pétrole, chacun décidé à maximiser le profit régional de l'exploration, du développement et de la production du pétrole et du gaz.

(ii) *La règle de la parité des prix* — Tous les arrangements contractuels étant identiques, une région productrice vend le pétrole à tous les clients d'Amérique du Nord au même prix à la source. Ceci est une loi tacite qui semble être suivie en général sur ce continent.

(iii) *L'indice de durée de production. (PLI)* — Il y a une limite physique à la capacité de production annuelle d'une région productrice de pétrole. Pour la plupart des régions en Amérique du Nord, cette capacité annuelle de production est de l'ordre du septième des réserves de pétrole récupérables. Comme ces réserves nettes sont extraites (c'est-à-dire produites) plus vite que l'on découvre et développe de nouvelles réserves, la capacité de production tend à décroître. Si le taux des découvertes de pétrole dépasse la capacité de production dans une région donnée, les réserves nettes disponibles augmentent ainsi la capacité de production.

Une mesure de l'excédent de capacité pour une région donnée est son indice de durée de production (*Production Life Index* ou *PLI*) qui est défini comme le

¹¹ EISNER, R., « Investment and the Frustrations of the Econometrician », 1968 *Conference of the Econometric Society*, New York.

rapport de ses réserves nettes disponibles au taux annuel de production. Si cet indice dépasse l'indice minimum de durée de production (généralement aux environs de sept), ceci est indicatif d'une sous-utilisation ou d'une surcapacité.

(iv) *Pression institutionnelle pour trouver du pétrole* — Les régions productrices ne maintiennent pas toujours des niveaux minima de réserves, compte tenu des prévisions de la demande en pétrole. Dans les industries qui ne dépendent pas d'une ressource épuisable comme le pétrole ou le gaz, les investissements en capacité de production sont généralement établis pour satisfaire les demandes prévues à court terme. L'entrepreneur de pétrole fait face cependant au problème d'investir aujourd'hui dans des réserves moins chères et d'augmenter son stock ou bien de maintenir un niveau plus bas, donc plus économique d'inventaire et de développer des réserves à un coût supérieur, plus tard quand il en aura réellement besoin. L'entrepreneur de pétrole tend à acquérir aujourd'hui des réserves moins chères plutôt que de laisser ces réserves à ses compétiteurs et d'être obligé plus tard à payer davantage pour une quantité équivalente de réserves.

Il est utile rappeler ici l'équation (7) :
$$\frac{S - k.r}{R - r} .dr$$

qui est proportionnelle au coût marginal de découverte du pétrole. Comme les réserves cumulatives disponibles r augmentent, ce coût augmente et tend vers l'infini quand r se rapproche des réserves ultimes disponibles en place R .

En supposant pour un moment que le prix du pétrole, les coûts de demande et de production sont constants, alors le profit pour trouver, développer et produire le baril de pétrole va décroître, tandis que la région productrice « mûrit » (c'est-à-dire que les réserves cumulatives découvertes augmentent). En conséquence, l'entrepreneur peut absorber des coûts d'inventaire plus élevés (c'est-à-dire un indice de durée de production supérieur) dans les premières années de la vie d'une région productrice.

La ruée vers l'or noir est un jeu extrêmement compétitif ; les compagnies pétrolières tendent à acquérir d'énormes réserves de pétrole dans le sol, pourvu évidemment que le profit actualisé soit intéressant. En conséquence, l'indice de durée de production (*PLI*) croît bien au-dessus des demandes de capacité de production pendant les premières années de production qui sont les plus profitables. Par exemple, l'indice de durée de production (*PLI*) en Alberta, dépasse 30 en ce moment, ce qui correspond à environ quatre fois le niveau de réserves nécessaires à satisfaire la production actuelle. Alors que le coût pour trouver et développer du pétrole augmente à mesure que les réserves non découvertes s'épuisent, les stocks et l'indice de durée de production tendent à décroître évidemment. Pour les mêmes raisons, une augmentation de prix ou de la demande tend à encourager les investissements en frais d'exploration et de développement de réserves et tend à faire croître les stocks et l'indice de durée de production (*PLI*).

Stratégie d'investissement

À la lumière de ce qui précède, il semble que la région productrice de pétrole prend des décisions d'investissements (dans l'exploration et le développement) en

ayant un œil sur le profit et l'autre sur les réserves ou le stock. Ce que l'on cherche est donc une règle de décision ou une stratégie qui tend à maintenir des profits et des stocks acceptables. Pendant la période initiale de la vie productrice d'un bassin ou région pétrolifère, les réserves de pétrole et l'indice de durée de production (BTU) atteignent des niveaux plus hauts qu'il n'est strictement nécessaire pour répondre à la demande à court terme. Ceci est particulièrement remarquable dans les régions à production contrôlée telles que l'Alberta, où les diverses compagnies de pétrole se sentent obligées de maintenir leur pourcentage des réserves régionales afin de garder leur quote-part de la production.

Une règle de décision qui semble accommoder cette double attention portée aux profits et aux réserves, serait de maximiser les réserves, compte tenu d'une contrainte de profit minimum. Cette dernière varie de région en région, suivant les traditions de profitabilité de l'industrie pétrolière dans ces régions. Un objectif raisonnable pour les profits à l'année n , serait de maintenir la rentabilité de l'année précédente, $n-1$.

Économie des investissements

Il faut ici faire un rappel aux sous-titres 2 – (i) et 2 – (ii) (voir pages 621 et 622), où l'on relie l'investissement I_n à l'année n , non seulement aux réserves de pétrole brut mais aussi aux réserves de gaz naturel, soit qu'on peut produire avec le pétrole (gaz dissout) ou, séparément, de réservoirs gazéifères. Les statistiques nord-américaines indiquent que dans toutes les régions productrices, le rapport de réserves cumulatives (BTU) de gaz naturel aux réserves cumulatives (BTU) de pétrole brut est stable. Aussi ce rapport tend-il à diminuer en fonction linéaire du temps. Alors que le prix du pétrole est, en général, bien plus haut que le prix de la quantité équivalente de gaz naturel (sur une base calorifique), il semble que cet écart des prix tendra bien vite à disparaître à cause de la pénurie grandissante de gaz naturel et des avantages de ce combustible quant à la pollution. Dans ces circonstances, il a été jugé légitime de consolider les réserves en BTU de gaz naturel et de pétrole, ce qui permet de traiter le secteur de la production comme un secteur à un produit.

(i) *Quotient gaz/pétrole (Gas/Oil Ratio ou GOR)*

Le GOR ou quotient cumulatif des réserves de gaz naturel exprimées en BTU aux réserves de pétrole exprimées dans les mêmes unités calorifiques est une fonction linéaire du temps et s'exprime comme suit :

$$GOR_n = G - g.n \quad (12)$$

où GOR_n est le quotient cumulatif gaz/pétrole à l'année n , G est une constante et g est le taux annuel de déclin du GOR cumulatif.

(ii) *Coût marginal de découverte et de production d'hydrocarbures*

Le coût marginal de nouvelles réserves d'hydrocarbures à un stage donné d'épuisement ($R-r$) des réserves non découvertes est obtenu en divisant les deux côtés de l'équation 7 par l'élément différentiel de réserves additionnelles dr .

$$\frac{dI}{dr} = C. \frac{S - k.r}{R - r} \quad (13)$$

(iii) Le facteur composite d'actualisation

Le coût d'inventaire des nouvelles réserves durant un certain nombre d'années peut être calculé si l'on introduit un facteur composite d'actualisation F qui dépend de la période de stockage, c'est-à-dire de l'indice PLI décrit au paragraphe III (iii) (voir p. 624) ; nous avons :

$$F = 1 + (1+i)^1 + (1+i)^2 + \dots + (1+i)^{PLI-1}$$

$$F = \frac{(1+i)^{PLI} - 1}{(1+i)} \quad (14)$$

À quelque niveau de développement de réserves r_n dans une région donnée, le coût H pour découvrir, développer et stocker sous terre des réserves supplémentaires d'hydrocarbures est obtenu en combinant les équations (13) et (14), puis en intégrant sur r à partir de r_n à r_{n+1} . Le coût unitaire est obtenu en divisant le volume des nouvelles réserves ($r_{n+1} - r_n$) à découvrir durant l'année suivante.

$$H = C(S - R.k) \left[\log_n \left| \frac{R - r_n}{R - r_{n+1}} \right| + k(r_{n+1} - r_n) \right] \cdot \left[\frac{(1+i)^{PLI} - 1}{(1+i)(r_{n+1} - r_n)} \right] \quad (15)$$

L'équation (15) relie le coût pour découvrir, développer et stocker le baril additionnel de pétrole dans une région donnée aux caractéristiques géologiques (C , k et R) de la région, son niveau d'épuisement ($R - r_n$), la période d'inventaire (PLI) et le taux d'actualisation, i , des recettes futures.

Les recettes avant taxes de la vente d'un baril d'hydrocarbures seraient alors égales à $(P \cdot (1-u) - L)$,

où P est le prix du pétrole à la source,

$(1-u)$ est la fraction nette de la production qui revient aux parties actives (*working interests*),

u est la redevance (*royalty interest*), qui revient au gouvernement ou autres détenteurs de droits miniers,

L est le coût de production, c'est-à-dire le coût d'extraction par baril.

(iv) Règle de décision pour les investissements

On a dit ici qu'on atteint un état stable dans les régions productrices où les investissements d'exploitation et de développement tendent à maximiser les réserves, pourvu que l'on maintienne la même somme d'argent que l'année précédente et que l'on réponde aux demandes, si cela est profitable.

Cette dernière condition tient compte des États producteurs marginaux, où il n'est pas économique de maintenir, encore moins d'accroître, la capacité de production aux prix courants du pétrole.

En appelant D_{n+1} , la demande en pétrole de l'année $n+1$; N_n , le *cash flow* net de l'année précédente ; r_n , le niveau des réserves cumulatives prouvées, on peut exprimer la règle de décision citée plus haut avec l'inégalité suivante :

$$N_n \leq D_{n+1} \cdot (P \cdot (1-u) - L) - H \cdot (r_{n+1} - r_n) \quad (16)$$

où le coût par baril, H , est défini à l'équation (15).

Les réserves à découvrir ($\Delta r = r_{n+1} - r_n$) sont alors égales à :

$$\Delta r = \frac{N_n - D_{n+1} \cdot (P \cdot (1-u) - L)}{H} ; q_n \leq D_n \quad (17)$$

L'équation 17 suppose que les réserves nettes récupérables correspondent à une capacité de production, q_n , égale ou supérieure à la demande D_n anticipée. On évalue approximativement cette capacité de production comme étant une fraction des réserves nettes récupérables :

$$\text{Capacité } q_n = \frac{r_n - Q_n}{\text{PLI palier}} \quad (18)$$

où Q_n est la production cumulative de pétrole jusqu'à la n^{e} période et le « PLI palier » est le PLI minimum pour la région.

Rappelons ici que le « PLI palier » ou PLI est une expression de la capacité maximum de production q_n , à l'année n . Par exemple, un PLI palier de sept (7), qui caractérise une région donnée, veut dire que cette région ne peut produire qu'un septième de ses réserves de pétrole restantes. En fait, la plupart des régions d'Amérique du Nord qui produisent à pleine capacité ont un PLI palier de l'ordre de sept. Par conséquent, cette valeur a été adoptée pour les régions qui produisent à des taux inférieurs à leur capacité de production tel que l'Alberta où le PLI est de l'ordre de 30. Il arrive cependant que dans les régions où les roches réservoir sont en prépondérance très perméables que le PLI soit bien inférieur à sept. Par exemple, la région de l'État du Mississippi produit environ un quart de ses réserves restantes par an, ce qui correspond à un PLI de quatre.

Si la capacité de production q_n est inférieure à la demande D_n durant l'année n pour une région donnée, l'industrie pétrolière de cette région a un choix de décisions ou politiques qui se situent entre les deux politiques d'investissement suivantes :

(iv)-a *Politique de pleine satisfaction de la demande*

La région en question augmente sa capacité de production pour satisfaire à la demande D_n . Cela veut dire que l'industrie pétrolière de cette région investit suffisamment pour augmenter ses réserves nettes d'hydrocarbures d'une quantité Δr , définie de la façon suivante :

$$\begin{aligned} \Delta r &= (D_n - q_n) \cdot \frac{\text{PLI}}{\text{PLI}} \\ &= \left\{ D_n - \frac{(r_n - Q_n)}{\text{PLI}} \right\} \cdot \text{PLI} \\ &= D_n \cdot \text{PLI} + R_n - Q_n \end{aligned} \quad (19)$$

où Δr est le volume de réserves nouvelles à découvrir et à développer ;

R_n est le volume cumulatif de réserves découvertes et développées jusqu'à l'année n ;

Q_n est la production cumulative d'hydrocarbures jusqu'à l'année n ;

PLI est le PLI Palier ;

q_n est la capacité de production à l'année n . Cette capacité est égale à la fraction des réserves restantes $\frac{(r_n - Q_n)}{\text{PLI}}$ que la région peut produire à l'année n .

$$\text{Nous avons : } q_n = \frac{(r_n - Q_n)}{\text{PLI}} \quad (20)$$

Les investissements nécessaires pour cette politique de pleine satisfaction de la demande sont calculés au moyen de l'équation 15.

Puisque le coût unitaire de nouvelles réserves d'hydrocarbures dans une région « mûre » qui a atteint son PLI palier, est en règle générale plus élevé que le coût des réserves déjà découvertes — tout au moins selon la théorie exposée plus haut : « Fonction de production » — une politique de pleine satisfaction de la demande se pratiquerait, toutes choses égales ($D_{n-1} = D_n$, $P_{n-1} = P_n$, etc. . .) aux dépens des revenus nets N . Ceci nous mène à considérer l'autre politique extrême d'investissements, qui délimite la fourche ou l'éventail des politiques à considérer, soit la politique de maintien du revenu net (*cash flow*).

(iv)-b *Politique du « cash flow » constant*

Il s'agit dans ce cas de limiter les investissements en exploration et en développement pour assurer un *cash flow* égal à celui de l'année précédente.

Toutes choses égales ($P_{n-1} = P_n$; $D_{n-1} = D_n$; $\Delta I_{n-1} = \Delta I$), le volume de réserves nouvelles découvertes et développées durant l'année précédente. Puisque nous considérons ici des régions qui ont atteint leur PLI palier (PLI), la capacité de production q_n baisserait et la demande D_n ne pourrait être satisfaite. Par conséquent, il faudrait réduire encore plus les investissements pour maintenir un *cash flow* constant, tout au moins pour l'année n .

(iv)-c *Politique de compromis*

Il apparaît que l'industrie pétrolière n'opte pas franchement pour la politique (iv)-b du *cash flow* constant, tout au moins en Amérique du Nord, lorsqu'une région a atteint sa période de déclin et son PLI palier.

Les régions en question semblent faire leurs investissements en tenant compte à la fois du niveau des revenus et du niveau des réserves dans ces régions respectives. La règle de décision adoptée dans ce modèle à un produit consiste à :

- 1) calculer le déclin en *cash flow* $d(N)$ que causerait une politique de pleine satisfaction de la demande D_n à l'année n . Ce déclin est alors exprimé en fraction : $d(N) * = \frac{d(N)}{N}$;
- 2) calculer le déclin en productivité $q = \frac{r - Q}{\text{PLI}}$ ou en réserves nettes $(r - Q)$, ou en écart $d(D)$ entre la demande D et la capacité de production q qui résulterait d'une politique de *cash flow* constant. Cette perte de marché $d(D)$ peut elle aussi être exprimée en fraction $d(D) * = \frac{d(D)}{D}$;

- 3) réaliser la politique de compromis en déterminant la fraction ou pourcentage commun de déclin en *cash flow* $d(N)^{**}$ et en perte de marché $d(D)^{**}$. Cette fraction commune est calculée comme suit :

$$d(D)^{**} = d(N)^{**} = \frac{d(N)^* \cdot d(D)^*}{d(N)^* + d(D)^*} \quad (21)$$

On peut alors calculer les réserves cumulatives R_{n-1} pour l'année $n-1$ de la façon suivante :

$$r_{n+1} = (D_{n+1} - d(D_{n+1})^{**}). \quad (PLI) \quad (22)$$

La règle empirique décrite plus haut semble donner des résultats acceptables, à en juger par l'accord entre les investissements réels et les investissements calculés pour une quarantaine de régions productrices d'Amérique du Nord, durant les années 1966-1969.

Il faut ici noter qu'une formulation rigoureuse de la fonction de revenu escompté a depuis été faite dans le cadre du modèle à deux produits (gaz naturel et pétrole). La maximisation de cette fonction mène à un algorithme qui se rapproche de la règle empirique décrite ici, et qui sera publiée avec la permission du ministère des Mines et des Ressources naturelles du Québec.

4. Fonction de coût de service (cost of service)

On doit évaluer les coûts du réseau de transport qui consiste en pipelines de pétrole et trajets des pétroliers avant de pouvoir résoudre les écoulements ou allocations dans le système d'approvisionnement et de distribution. Les coûts de trajets de pétroliers furent déterminés à l'aide de données publiées et d'estimations dans l'absence de données, tel que c'est le cas pour la route éventuelle du passage du Nord-Ouest (projet Manhattan). Le coût des pipelines a présenté un problème, car le réseau de transport représentant le système est une simplification du réseau réel. De plus, chaque pipeline est à une étape différente de développement, de dépréciation, de dette financière, etc.

(i) *Hypothèses simplificatrices*

L'approche suivie fait appel aux informations disponibles sur tous les arcs du réseau simplifié ou condensé, c'est-à-dire les écoulements dans chaque arc pour l'année de référence (1966), les coûts de construction estimés à partir de considérations de terrains et du coût de l'acier (voir données de base, *niveau 2*, p. 618ss) et le diamètre le plus large actuellement utilisé dans chacun des arcs.

Connaissant le diamètre le plus large et les débits de 1966 dans chaque arc, on calcule un nombre théorique de pipelines — qui ont le même diamètre — pour satisfaire les débits de 1966. On suppose que chacune de ces lignes est optimale¹² c'est-à-dire que la puissance installée pour chacun de ces pipelines en parallèle est optimale pour le diamètre adopté.

Pour accroître la capacité de chaque arc après 1966, on choisit un diamètre de « bouclage » en supposant que le rapport du diamètre de bouclage est égal à

¹² MISTRIOTIS, G., *Optimal Design of New Pipelines*, Rapport de l'O.N.E., Ottawa, octobre 1968.

ou plus grand que 1.0. Ce rapport est une variable de contrôle dans le modèle (voir données de base, *niveau 5*, p. 620) et s'applique à l'accroissement de tous les arcs du réseau.

(ii) *Équations du modèle*

Le coût total d'investissement d'un nouveau pipeline est réduit à ¹³ :

Coût

$$(\$/\text{mille}) = A. (28.2). t. D^2 + B.D + (6.57). S. \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}} \quad (23)$$

où A = Coût du tuyau livré (\$/tonne)

t = Rapport épaisseur/diamètre du tuyau

D = diamètre interne (pouces)

B = coût de construction (\$/pouce/mille)

S = coût de puissance de pompage (\$/chevaux-vapeur)

Q = Capacité du pipeline (Mbbls/jour)

Le diamètre optimum (c'est-à-dire pour le coût minimum) est obtenu en différenciant l'équation (23) ; on a :

$$(56.4) A. t. D + B - \frac{(31.2).S. Q^{2.75}}{D^{5.75}} = 0 \quad (24)$$

On obtient alors le diamètre optimum D par la méthode de Newton-Raphson, pour de nouveaux pipelines. Le diamètre D, est généralement donné pour les arcs existants du réseau (voir données de base, *niveau 4*, p. 620).

L'accroissement de la capacité d'un pipeline a deux phases :

- (1) une phase d'augmentation de puissance pendant laquelle on ajoute de la puissance de pompage et
- (2) une période de bouclage pendant laquelle on installe un autre pipeline en parallèle avec le pipeline existant.

On a calculé le coût du pipeline « bouclé » comme étant égal au coût de deux pipelines à pleine puissance, utilisant l'équation (23) et les diamètres respectifs de la ligne principale et de la boucle.

(iii) *Hypothèses simplificatrices*

En appelant coût_L et Q_L le coût et la capacité de la boucle de pleine puissance, le coût d'expansion (coût *) qui correspond à une expansion intermédiaire C *, est interpolé linéairement comme suit :

$$\underline{\text{Coût} *} = \frac{Q *}{Q_L} . \underline{\text{Coût}_L} \quad (25)$$

Comme les diamètres de bouclage sont égaux à ou plus grands que les diamètres précédents du pipeline en service et comme des économies d'échelle sont réalisées pour des écoulements et des diamètres plus grands (voir équation 24), cette simplification assure la concavité constante de la fonction (investissement, capacité) à tous niveaux d'expansion. Cela veut dire que le coût unitaire par baril de capacité décroît d'une façon monotone alors que la capacité croît dans tout arc du réseau.

¹³ *Idem.*

Cette propriété est particulièrement précieuse dans la phase d'allocation du débit optimal du modèle.

(iv) *Coût de service*

Une étude complète du coût de service doit compter sur le taux du revenu, sur le taux de base, le rapport dette/équité, charges de service de dette, coûts d'opération et de dépréciation, impôts et taxe sur la valeur ajoutée. Tous ces coûts peuvent être condensés, avec une bonne précision, en une fraction ou un pourcentage par année du coût total d'investissement. Une bonne approximation de ce coefficient de coût de service est actuellement 17% des investissements totaux en pipelines. Ce coefficient est retenu en tant que variable de contrôle au *niveau 5* (p. 620) des données de base. On pourrait, s'il le faut, le préciser pour tenir compte des variations régionales, auquel cas l'ensemble des coefficients serait retenu en tant que variable régionale (une pour chaque État) au *niveau 2* (p. 618ss). Le tableau 6 (p. 644) présente un échantillon des calculs de coûts de service et autres valeurs pour quelques segments du réseau de distribution.

5. La fonction d'allocation des flots

À chaque étape dans le temps (par exemple, chaque année), cette fonction résoud le problème de l'allocation du pétrole au coût minimum, dans le système nord-américain d'approvisionnement et de distribution du pétrole et elle détermine quels pipelines existants doivent être agrandis et quelles lignes nouvelles doivent être construites.

i) *L'échafaudage mathématique*

Ayant décrit le réseau de distribution, représenté sur la carte 1 (p. 637), comme étant l'ensemble de nœuds de distribution et de demandes (voir données de base, *niveau 3*, p. 619) et d'arcs à capacités (voir données de base, *niveau 4*, p. 620), on doit transformer ce réseau en un réseau des débits soumis à l'optimisation des débits¹⁴, et illustré par le graphique 2 (p. 644).

On accomplit ceci en reliant tous les centres de demande à un super-centre de demande, par des pipelines imaginaires qui ont respectivement des capacités minimales et maximales égales aux demandes respectives de chaque centre, avec un coût de transport nul et tous dirigés des centres de demande vers le super-centre.

De même, tous les points d'approvisionnement sont reliés à un super-centre d'approvisionnement par des pipelines imaginaires alimentant les centres d'approvisionnement respectifs. Ces pipelines ont des capacités maximales égales aux capacités de production respectives des points d'approvisionnement et des capacités minimales, généralement égales à zéro, à moins qu'une autre valeur soit spécifiée. Les coûts unitaires de transport dans ces pipelines imaginaires sont égaux aux prix du pétrole aux points d'approvisionnement respectifs.

¹⁴ FORD, L. R., Jr., and FULKERSON, D. R., « Maximal Flow Through a Network », *Canadian Journal of Mathematics*, 8, 1956, pp. 399-400.

D'autres transformations similaires sont nécessaires à la description complète du réseau. D'autres attributs du système nord-américain d'approvisionnement et de distribution du pétrole sont représentés sur ce graphe des écoulements, en introduisant des jonctions et des arcs imaginaires. Par exemple, on représente le tarif imposé sur le pétrole canadien exporté aux États-Unis, en introduisant deux points imaginaires de chaque côté de la frontière États-Unis-Canada aux extrémités de pipelines qui traversent la frontière. On assigne à l'arc transfrontalier entre ces deux nœuds imaginaires une longueur égale à zéro, une capacité illimitée et un tarif d'importation positif pour les pipelines qui se dirigent vers le sud, par exemple, l'*Inter Provincial Pipeline*, qui quitte le Manitoba, et un tarif négatif à l'endroit où ce pipeline repasse au Canada, en Ontario. De cette façon, le pétrole canadien transformé « *in bond* » via les États-Unis est exempt des tarifs douaniers. Un autre exemple est le quota d'importation du pétrole d'outre-mer aux États-Unis. Ceci fut réalisé en créant un arc dont l'origine se trouve au super-centre d'approvisionnement et dont la capacité est égale au quota d'importation. Cet arc est relié à une jonction ou nœud qui est relié à tous les ports d'importation par des arcs dont les coûts sont les prix unitaires du pétrole livré dans les ports respectifs.

Finalement, on doit fermer le graphe par une ligne de retour allant du super-centre de demande vers le super-centre d'approvisionnement. Le coût de cette ligne de retour est nul et sa capacité illimitée dans la direction de retour.

ii) L'algorithme des flots à coût minimum

Ayant représenté le système par un graphe fermé N composé d'arcs (i, j) , chacun caractérisé par :

- une capacité maximale Q_{ij} entre i et j ;
- une capacité minimale M_{ij} entre i et j ;
- un coût unitaire de transport C_{ij} .

Le problème est alors de résoudre les débits Q_{ij} dans le réseau N , qui minimisent le coût total pour satisfaire les contraintes de niveaux d'écoulement minimum M_{ij} , et des capacités maximales Q_{ij} .

En notation mathématique, la fonction économique est :

$$\text{MIN } \sum_{ij} C_{ij} \cdot q_{ij} ; \quad M_{ij} \leq q_{ij} \leq Q_{ij} \quad (26)$$

Ce problème de minimisation du coût est résolu par la méthode développée par Fulkerson¹⁵, qui est une extension de la solution de la méthode de Ford-Fulkerson¹⁶ au problème de maximisation des flots dans un réseau.

Cette méthode s'est révélée très efficace mais aussi vulnérable si l'algorithme n'a pas une solution possible de départ. Ceci a conduit au développement d'un algorithme d'initiation qui crée une solution initiale possible, chaque fois que l'on veut faire une allocation des débits dans une étude de planification.

¹⁵ FULKERSON, *supra*, note 5.

¹⁶ FORD, L. R., and FULKERSON, D. R., *loc. cit.*

iii) *L'algorithme des coûts*

L'algorithme du coût minimum cité plus haut, peut distribuer les flots q_{ij} , d'une façon optimale, à condition, bien sûr, d'avoir des coûts unitaires de transport C_{ij} représentatifs, pour chaque arc du réseau. Malheureusement, ces coûts, C_{ij} , dépendent des flots q_{ij} , variables inconnues. D'un autre côté, on a pu évaluer approximativement 4 (iii) voir p. 631. La fonction coût en fonction de l'écoulement par une équation dont la dérivée est monotoniquement décroissante (c'est-à-dire une fonction du coût concave).

On a adopté un procédé itératif pour les coûts, qui consiste en ce qui suit :

- a) trouver une solution possible avec l'algorithme d'initiation ;
- b) calculer les coûts unitaires C_{ij} pour les écoulements dans les arcs existants du réseau ;
- c) calculer les coûts unitaires C_{ij} pour un écoulement fixé arbitrairement q_0 , dans tous les arcs potentiels du réseau (c'est-à-dire les pipelines non encore construits) ;
- d) déterminer les débits optima q_{ij} par l'algorithme de Ford-Fulkerson ;
- e) utilisant l'équation (25), recalculer le coût d'expansion et le coût unitaire donnant C_{ij} pour résultat dans chaque arc (ij) où le flot $(q_{ij})_n$ a changé, sauf pour les arcs existants où le flot est inférieur au flot $(q_{ij})_{n-1}$ de la période précédente, $n-1$.

Les arcs dont les flots ont augmenté voient leurs coûts unitaires décroître et ils deviennent candidats à une augmentation de débit ultérieur lors de la prochaine itération.

Les coûts unitaires des pipelines existants ne peuvent pas dépasser les coûts unitaires de l'année précédente, bien que le flot $(q_{ij})_n$ puisse être plus petit que $(q_{ij})_{n-1}$, si l'on considère les intérêts institutionnels qui tendent à utiliser pleinement les capacités des pipelines existants, même si cela n'a pas pour résultat l'allocation la plus économique du pétrole.

Si l'on doit fixer les prix du pétrole, les étapes répétées d et e résultent en une amélioration progressive de la fonction économique et l'algorithme converge en quelques itérations.

Si l'on doit ajuster les prix du pétrole comme mentionné dans l'algorithme des prix, la convergence est plus lente bien que l'amélioration de la fonction économique soit monotone descendante. Par exemple, on obtient la convergence en 5 à 25 itérations dans un réseau à 300 arcs avec une fonction de coût légèrement concave, qui correspond à un diamètre de tuyau de « bouclage » égal à 1.1 fois le diamètre du tuyau principal.

Ces excellentes propriétés de convergence sont dues au fait que les fonctions de coût sont concaves et que le système du réseau a des contraintes de capacité en la plupart des centres de production et en tous les centres de demande. De plus, l'expansion de capacité du système subit aussi la contrainte suivante : pas plus d'une boucle ou pipeline, par année, pour chaque arc. Le tableau 7 (p. 645) est un échantillon des résultats obtenus avec cet algorithme.

On peut prouver que, sous certaines conditions topologiques, l'ensemble des débits q_{ij} est vraiment optimal si toutes les branches de l'arborescence sauf une, subissent une contrainte sur le débit.

Ces conditions topologiques nécessaires sont pratiquement satisfaites dans notre réseau, ce qui indique que la solution est très proche de l'optimum vrai.

6. La fonction des prix

C'est la fonction cruciale et peut-être la plus controversée du modèle. Elle prétend deviner l'élasticité des prix de l'industrie pétrolière nord-américaine, dans des conditions auxquelles cette industrie n'a encore jamais été soumise. Les arguments spécifiques qui soutiennent cette théorie sont présentés dans III : « Théories et hypothèses » (p. 613) et on peut les résumer, en disant que les forces économiques du marché priment sur ce continent.

L'algorithme des prix

La solution de Ford-Fulkerson au problème dual d'optimisation est basée sur le calcul d'un vecteur de prix $K = (K_i)$, où chaque K_i est un « prix au nœud ».

Il est prouvé¹⁷ que la solution du coût minimum pour les flots q_{ij} , est celle qui satisfait les trois conditions suivantes :

$$Z_{ij} = C_{ij} \cdot (K_i - K_j) \quad \begin{aligned} &\geq 0 \text{ quand } q_{ij} = M_{ij} \\ &= 0 \text{ quand } M_{ij} \leq q_{ij} < Q_{ij} \\ &\leq 0 \text{ quand } q_{ij} = Q_{ij} \end{aligned} \quad (27)$$

où M_{ij} et Q_{ij} sont respectivement les bornes inférieures et supérieures de chaque arc (ij)

Le terme Z_{ij} représente la marge du prix. Si l'écoulement q_{ij} d'un arc ij est égal à la capacité maximum, Q_{ij} de cet arc, $-Z_{ij}$ est positif et représente le supplément de prix que le système est prêt à payer pour une unité de capacité supplémentaire dans l'arc ij. Inversement, si l'écoulement q_{ij} subit la contrainte de la capacité minimum de flot, M_{ij} , dans l'arc ij, alors $-Z_{ij}$ est négatif et représente l'économie que réaliserait le système si l'écoulement dans ij était réduit d'une unité. Dans les deux cas, un changement de prix qui ne dépasse pas $-Z_{ij}$ ne contredit pas les inégalités (27), donc, il n'altère pas la solution optimale. Une correction $-Z_{ij}$ du prix du pétrole brut au nœud j définit le prix « opportuniste » ou prix de référence de ce pétrole brut, c'est-à-dire son prix dans une économie idéale. Enfin, il faut introduire des contraintes artificielles de capacité de production pour évaluer le prix de référence du pétrole dans des régions à surcapacité, par exemple : Louisiane et Alberta.

L'algorithme des prix de pétrole consiste à faire une correction des prix $-k (Z_{ij})$, à chaque itération de l'algorithme des coûts (voir organigramme, p. 616). En utilisant une petite valeur pour k (exemple 0.1) tous les prix à la source sont ajustés à chaque itération, sauf le prix dominant de pétrole et le prix des pétroles d'outre-mer.

¹⁷ FULKERSON, *loc. cit.*

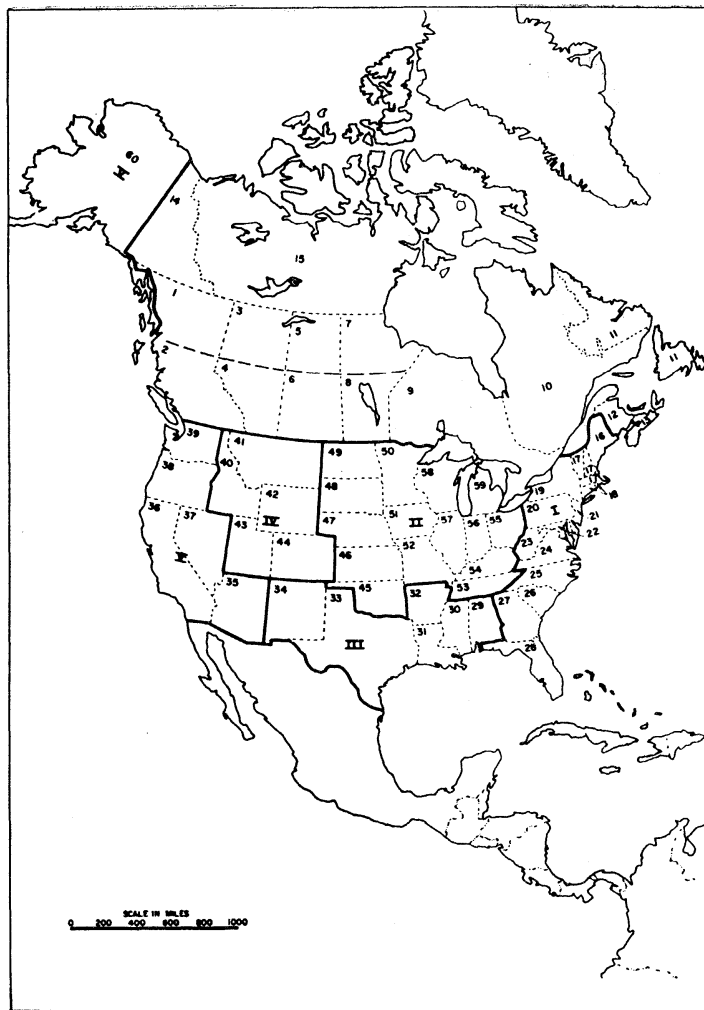
Expérience sur ordinateur

Une planification sur un horizon de 20 ans, avec un réseau de 300 arcs représentant le système d'approvisionnement et de distribution du pétrole en Amérique du Nord, a été faite sur l'ordinateur UNIVAC 1108 en moins de dix minutes.

Le tableau 8 (p. 645) illustre partiellement les prévisions de production, de capacité et de prix du pétrole à la source dans l'hypothèse d'un prix de base de \$2.50, à Prudhoe Bay. Ce prix est considéré optimal parce qu'il maximise les profits actualisés pour la région de l'Arctique (Prudhoe Bay) à l'intérieur de l'horizon de planification, c'est-à-dire jusqu'en 1985. Aussi ce cas est-il particulièrement intéressant, comme il n'affecte pratiquement pas la structure des prix du pétrole en Amérique du Nord, considération de la plus haute importance aux producteurs pétroliers dans les diverses régions du continent et, en particulier, dans l'Ouest canadien.

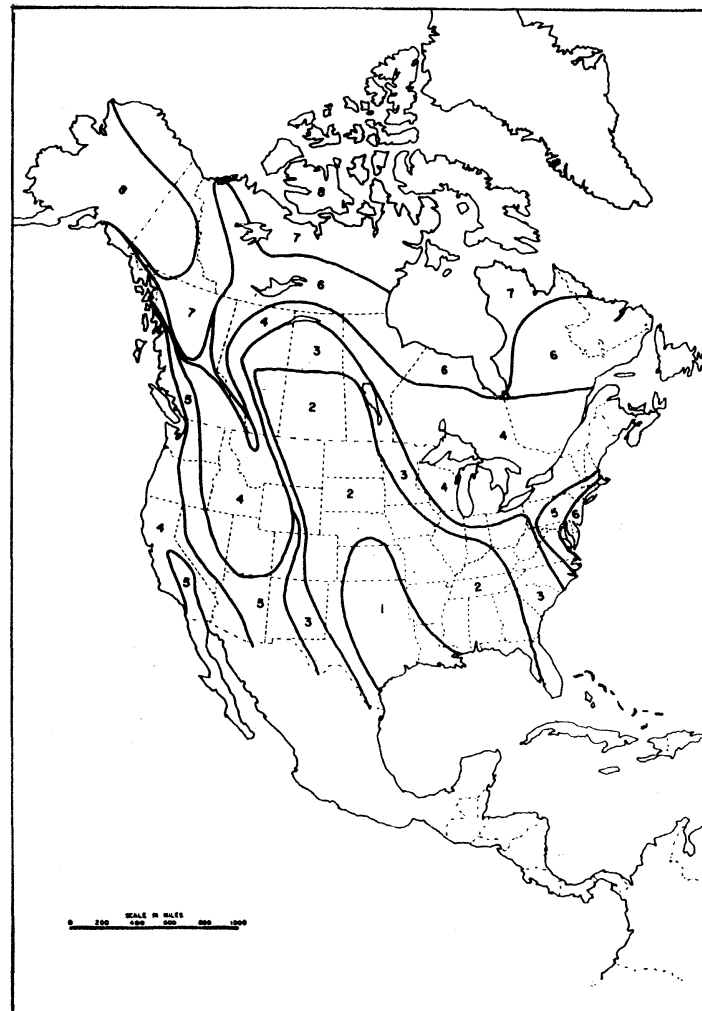
Il faut enfin noter que les prévisions du tableau 8 (p. 645) sont basées sur l'hypothèse que le quota d'importation de pétrole d'outre-mer en Amérique du Nord serait maintenu à 2.4 millions de barils par jour et que la politique canadienne du pétrole concernant les importations serait maintenue.

Carte 1

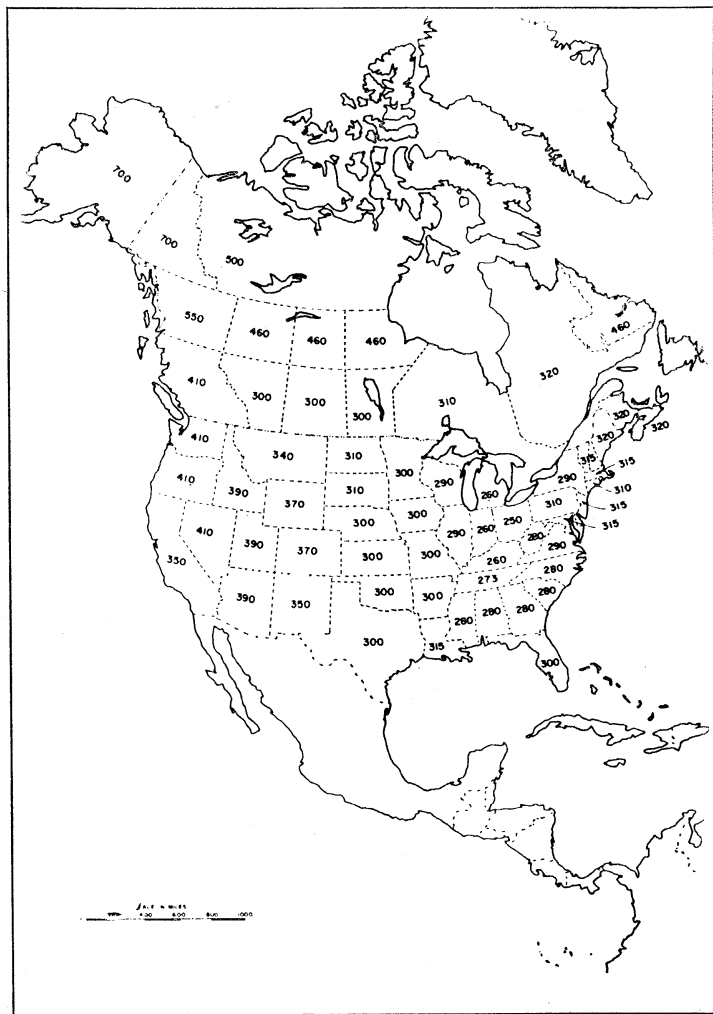


RÉGIONS PÉTROLIÈRES ET FRONTIÈRES POLITIQUES
D'AMÉRIQUE DU NORD

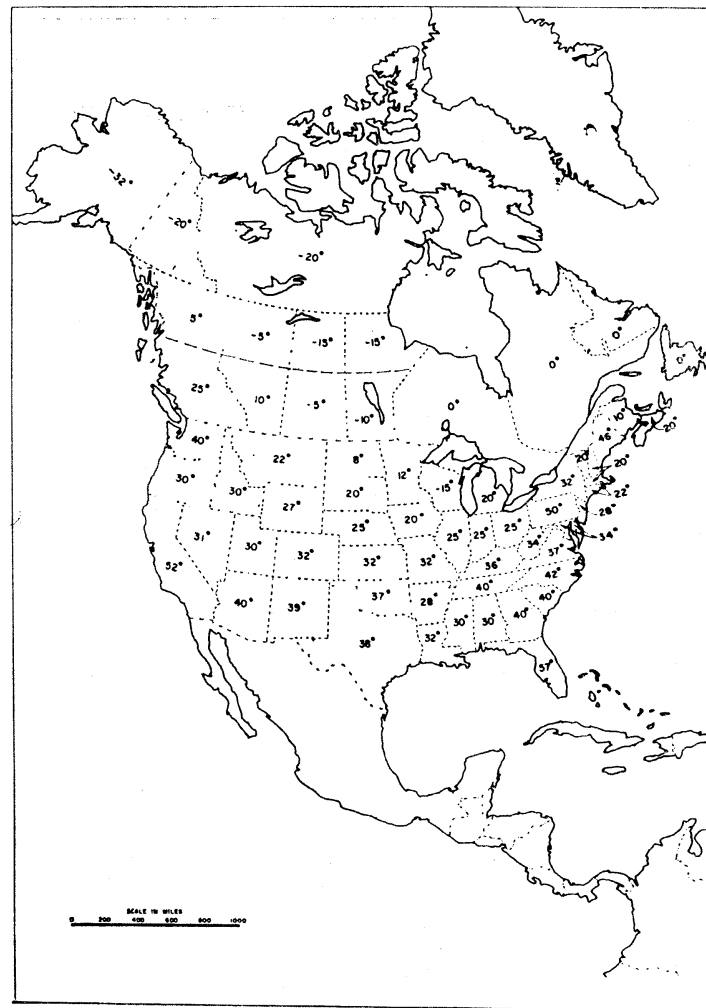
Carte 2



CONTOURS ISO-COÛT DE CONSTRUCTION

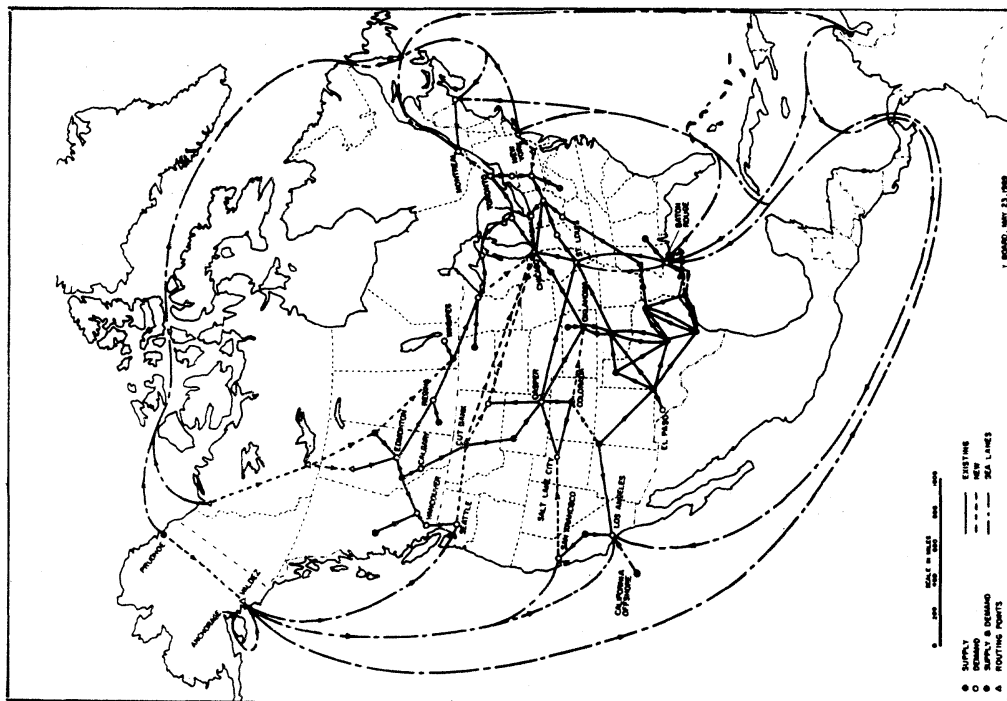


COÛT DES TUBULURES D'ACIER \$/TONNE



TEMPÉRATURES MOYENNES D'HIVER (Degrés Fahrenheit)

Carte 5



RÉSERVES DE PÉTROLE NORD-AMÉRICAINES
ET RÉSEAU DE DISTRIBUTION

GRAPHIQUE I

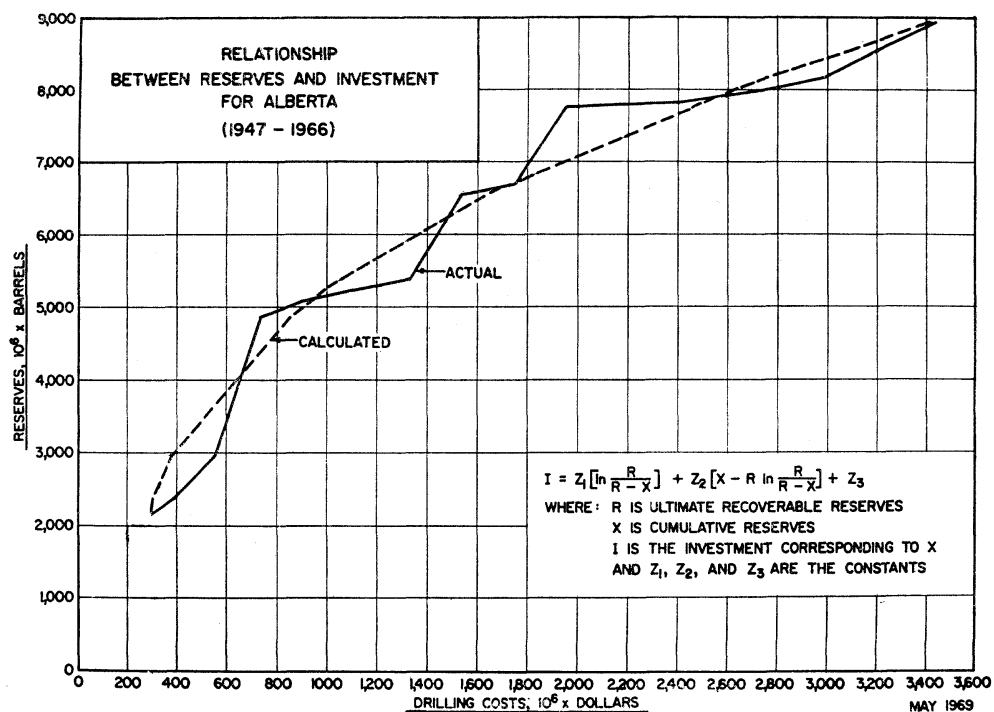


TABLEAU 1
Centre de production d'hydrocarbures

Centres de production		Latitude	Longitude	Prix (\$/BBL)		Capacité de production M BBL/Jour			
Noms						1966	1967	1968	1969
1 6 Alberta Conventional	54	0	115	0	2.37	-00	1773.0	1848.7	1924.3
2 7 Alberta Tarsands	56	48	115	30	2.48	-00	90.0	75.0	60.0
3 11 Saskatchewan	50	0	107	0	2.11	-00	260.0	266.7	273.3
4 12 Gretna, Manitoba	49	48	101	24	2.15	-00	15.0	15.0	15.0
5 14 North Dakota	47	0	97	0	2.75	-00	75.0	73.3	71.7
6 22 West Virginia	39	0	80	0	2.56	-00	10.0	10.0	10.0
7 29 Kansas	39	0	96	0	2.95	-00	286.0	284.0	282.0
8 32 Western Wyoming	44	0	108	0	2.88	-00	375.0	375.0	375.0
9 34 Cut Bank, Montana	48	36	112	24	2.44	-00	95.0	98.3	101.7
10 35 Fort St. John, B.C.	56	0	112	0	1.96	-00	66.0	68.0	70.0
11 37 Colorado	39	48	105	0	2.91	-00	92.0	94.7	97.3
12 38 Northern Texas	35	30	100	18	2.95	-00	882.0	908.0	934.0
13 39 Oklahoma	35	30	97	36	2.91	-00	640.0	638.3	636.7
14 40 Mississippi	31	24	89	24	2.92	-00	170.0	173.3	176.7
15 42 E. Texas - N. Louisiana	32	30	93	48	2.93	-00	336.0	344.0	352.0
16 43 Louisiana Gulf	29	30	92	0	3.11	-00	1699.0	1732.7	1766.3
17 44 Texas Gulf	28	18	96	12	3.22	-00	539.0	546.0	553.0
18 46 W. Texas - New Mexico	32	0	102	30	2.84	-00	360.0	373.3	386.7
19 47 Utah Four Corners	37	0	109	0	2.64	-00	66.0	66.7	67.3
20 49 San Joaquin Valley	36	48	120	18	2.35	-00	1150.0	1163.3	1176.7
21 51 Central Texas	32	0	98	0	2.88	-00	1353.0	1402.0	1451.0
22 52 Prudhoe Bay, Alaska	70	0	146	0	2.30	-00	-0	0	0
23 55 Anchorage	61	10	149	55	3.04	-00	60.0	70.0	80.0
24 58 California Offshore	33	0	120	0	2.80	-00	230.0	266.7	303.3
25 63 Venezuela, Mid East	0	0	0	0	2.31	-00	99999.0	99999.0	99999.0
26 64 Illinois	40	0	90	0	3.00	-00	170.0	165.0	160.0

TABLEAU 2
Centres de raffinage et de consommation de pétrole

Centres de demande		Latitude	Longitude		Demande en pétrole (M BBL/J)				
Noms					1966	1967	1968	1969	1971
1 3 Seattle Puget Sound	48	0	122	42	191.0	198.8	207.0	215.5	224.3
2 4 Vancouver	49	17	123	7	89.0	92.4	95.9	99.5	103.3
3 5 Kamloops	50	42	121	0	8.0	8.3	8.6	8.9	9.3
4 8 Edmonton	53	33	113	30	60.0	62.3	64.6	67.1	69.7
5 9 Calgary	51	3	114	5	37.0	38.4	39.9	41.4	43.0
6 10 Regina	50	28	104	37	75.0	77.8	80.8	83.9	87.1
7 13 Winnipeg	49	53	97	9	45.0	46.7	48.5	50.3	52.2
8 15 Duluth, Minn.	46	48	92	6	107.0	110.4	114.0	117.6	121.4
9 16 Rapid City, Mich.	44	30	85	0	94.0	97.0	100.1	103.3	106.6
10 17 Chicago	41	53	87	38	638.0	658.4	679.5	701.2	723.7
11 18 Sarnia, Ont.	43	0	82	18	200.0	207.6	215.5	223.7	232.2
12 19 Toronto	43	40	79	23	160.0	166.1	172.4	178.9	185.7
13 20 Buffalo, N.Y.	42	43	78	52	60.0	61.9	63.9	65.9	68.1
14 21 Warren, Pa.	41	48	79	6	51.0	52.6	54.3	56.1	57.8
15 22 West Virginia	39	0	80	0	50.0	51.6	53.3	55.0	56.7
16 23 Montreal	45	30	73	35	470.0	495.4	522.1	550.3	580.0
17 24 Portland, Maine	43	43	70	18	9.0	9.3	9.6	9.9	10.2
18 25 Detroit	42	20	83	0	90.0	92.9	95.9	98.9	102.1
19 26 Lima, Ohio	40	42	84	6	434.0	447.9	462.2	477.0	492.3
20 27 Southern Ohio	39	30	84	12	52.0	53.7	55.4	57.2	59.0
21 28 St. Louis, Mo.	38	37	90	15	371.0	382.9	395.1	407.8	420.8
22 30 Humboldt, Ka.	37	48	95	24	433.0	446.9	461.2	475.9	491.1
23 31 Casper, Wy.	42	48	106	12	97.0	100.1	103.3	106.6	110.0
24 33 Billings, Mt.	45	47	108	30	116.0	119.7	123.5	127.5	131.6
25 36 Salt Lake City	40	46	111	53	109.0	112.5	116.1	119.8	123.6
26 37 Colorado	39	48	105	0	57.0	58.8	60.7	62.6	64.7
27 38 Northern Texas	35	30	100	18	144.0	148.6	153.4	158.3	163.3
28 39 Oklahoma	35	30	97	36	433.0	446.9	461.2	475.9	491.1
29 41 Baton Rouge, La.	30	27	91	11	797.0	822.5	848.8	876.0	904.0
30 42 E. Texas - N. Louisiana	32	30	93	48	180.0	185.8	191.7	197.8	204.2
31 43 Louisiana Gulf	29	30	92	0	252.0	260.1	268.4	277.0	285.8
32 44 Texas Gulf	28	18	96	12	2121.0	2188.9	2258.9	2331.2	2405.8
33 45 Far West Texas-EI Paso	30	54	106	6	82.0	84.6	87.3	90.1	93.0
34 48 Los Angeles	34	3	118	14	941.0	979.6	1019.7	1061.6	1105.1
35 50 San Francisco	37	47	122	26	436.0	453.9	472.5	491.9	512.0
36 51 Central Texas	32	0	98	0	192.0	198.1	204.5	211.0	217.8
37 56 New York	40	50	74	0	1260.0	1300.3	1341.9	1384.9	1429.2
38 57 Indianapolis	39	40	86	0	209.0	215.7	222.6	229.7	237.1

TABLEAU 3
Analyse des coûts du réseau d'oléoducs en 1966

ARC	Route	Throughput (1 000 bbl/day)	Cost per unit (cts/bbl)	Total cost (\$/day)	Total cost (1 000/year)
85	From Anchorage				
	To Valdez, Alaska	35.00	3.00	1050.00	383.25
86	From Valdez, Alaska				
	To Seattle Puget Sound	31.00	10.00	3100.00	1131.50
87	From Valdez, Alaska				
	To Baton Rouge, La.	.00	37.00	.00	.00
88	From Valdez, Alaska				
	To New York	.00	40.00	.00	.00
89	From Louisiana Gulf				
	To Texas Gulf	135.00	10.00	13500.00	4927.50
90	From Texas Gulf				
	To Louisiana Gulf	.00	10.00	.00	.00
91	From Venezuela, Mid East				
	To Montreal	195.00	40.00	78000.00	28470.00
92	From Louisiana Gulf				
	To Baton Rouge, La.	625.00	10.00	62500.00	22812.50
93	From Baton Rouge, La.				
	To Louisiana Gulf	.00	10.00	.00	.00
94	From Baton Rouge, La.				
	To New York	.00	20.00	.00	.00
95	From Valdez, Alaska				
	To Portland, Maine	.00	40.00	.00	.00
96	From Prudhoe Bay, Alaska				
	To New York	.00	55.00	.00	.00
97	From Prudhoe Bay, Alaska				
	To Portland, Maine	.00	55.00	.00	.00
98	From Mc Kenzie Delta				
	To Portland, Maine	.00	55.00	.00	.00
99	From Mc Kenzie Delta				
	To New York	.00	55.00	.00	.00
100	From Valdez, Alaska				
	To Los Angeles	4.00	15.00	600.00	219.00
101	From Venezuela, Mid East				
	To Portland, Maine	284.00	20.00	56800.00	20732.00
102	From Quota Check Point				
	To New York	1260.00	27.00	340200.00	124173.00
103	From Quota Check Point				
	To Baton Rouge, La.	479.00	23.00	110170.00	40212.05
104	From Quota Check Point				
	To Los Angeles	193.00	49.00	94570.00	34518.05
105	From Baton Rouge, La.				
	To St. Louis, Mo.	.00	12.00	.00	.00
106	From California Offshore				
		420.00	5.00	21000.00	7665.00

TABLEAU 4
Paramètres physiques et économiques des oléoducs

<i>ARC#</i>	<i>Financial Steel \$/ton</i>	<i>Parameters Construction c/in/mile</i>	<i>Temperature deg f</i>	<i>Viscosity centistokes</i>	<i>Diameter inches</i>	<i>Distance miles</i>	<i>Original cap</i>
1	466.80	2598.98	32.91	124.936	12.00	521.25	85.00
2	524.35	3281.66	42.73	94.906	24.00	135.87	390.00
3	524.35	3281.66	42.73	94.906	20.00	20.32	390.00
4	443.96	2936.17	36.49	112.723	24.00	340.94	390.00
5	383.67	1930.50	31.82	128.987	12.00	207.67	2000.00
6	383.67	1812.20	31.82	128.987	24.00	68.77	2000.00
7	485.98	1930.50	26.36	151.945	16.00	238.27	2000.00
8	383.67	1812.20	24.18	162.570	24.00	433.80	725.00
9	383.67	1812.20	20.91	180.331	16.00	110.29	300.00
10	383.67	1812.20	19.09	191.257	24.00	149.89	1000.00
11	383.67	2001.48	17.27	203.027	12.00	189.66	85.00
12	383.67	2001.48	17.27	203.027	26.00	169.81	1370.00
13	381.54	2538.62	45.15	88.965	16.00	231.97	130.00
14	356.49	3281.66	36.91	111.408	30.00	378.21	590.00
15	341.04	3281.66	32.06	128.072	16.00	297.70	590.00
16	332.51	3281.66	33.27	123.623	30.00	144.06	590.00
17	326.12	2285.39	35.45	116.099	20.00	201.04	115.00
18	327.40	3281.66	35.02	117.556	20.00	239.77	115.00
19	396.46	3281.66	29.09	139.869	20.00	153.82	260.00
20	396.46	3281.66	42.73	94.906	12.00	52.95	260.00
21	383.67	3281.66	42.73	94.906	8.00	64.53	135.00
22	370.88	2486.18	50.48	77.501	6.00	199.40	145.00
23	345.30	2617.48	41.64	97.747	8.00	270.90	200.00
24	406.05	3281.66	47.09	84.556	16.00	203.35	275.00
25	323.99	2949.57	38.12	107.682	10.00	126.54	170.00
26	319.72	2285.39	40.55	100.699	22.00	83.18	400.00
27	347.86	1812.20	39.67	103.144	22.00	239.27	605.00
28	323.99	2127.66	37.15	110.649	12.00	123.25	605.00
29	351.70	2297.86	42.00	96.788	22.00	264.82	190.00
30	383.67	1539.80	51.21	76.090	10.00	89.16	286.00
31	379.41	1676.00	53.64	71.623	24.00	328.04	680.00
32	351.70	2416.16	42.00	96.788	22.00	179.61	680.00
33	393.45	1667.99	52.10	74.420	20.00	883.35	260.00
34	406.05	1335.49	50.36	77.739	22.00	665.74	450.00
35	473.19	2127.66	62.36	58.134	20.00	122.78	340.00
36	463.60	1812.20	55.64	68.194	12.00	235.68	215.00
37	442.50	3082.40	40.84	99.901	12.00	381.25	100.00
38	383.67	2617.48	31.82	128.987	8.00	149.75	85.00
39	481.72	2870.70	56.06	67.495	8.00	325.05	65.00
40	473.19	1812.20	55.09	69.108	10.00	216.68	55.00
41	480.50	2787.09	48.65	81.216	8.00	369.23	130.00
42	480.87	2784.29	42.58	95.279	16.00	558.12	130.00
43	447.61	3281.66	47.82	82.976	16.00	223.05	800.00
44	447.61	3281.66	47.82	82.976	16.00	135.68	500.00
45	431.63	2167.10	54.18	70.666	16.00	506.63	130.00
46	383.67	1267.39	50.00	78.460	16.00	371.44	586.00
47	383.67	1556.68	51.45	75.627	18.00	277.65	991.00

TABLEAU 5

Analyse des coûts du réseau d'oléoducs en 1966

ARC	Route	Distance (miles)	Throughput (1 000/ day)	Fixed costs (\$/day)	Tariffs (cts/bbl/ day)	Marginal costs (cts/bbl/ day)	Total cost (\$/day)	Diam. (ins.)	
3	From Vancouver To Seattle Puget Sound	90.9	160.00	.00	10.00	3.753	2200480.00	20.0	.0
12	From Gretna, Manitoba To Duluth, Minn.	476.0	527.00	.00	10.00	14.081	12690686.70	26.0	.0
15	From Chicago To Sarnia, Ont.	312.9	.00	.00	10.00	15.247	.00	16.0	.0
16	From Rapid City, Mich. To Sarnia, Ont.	179.5	449.00	.00	-10.00	5.030	-2231530.00	30.0	.0
20	From Toronto To Buffalo, N.Y.	72.6	89.00	.00	10.00	4.612	1300468.00	12.0	.0
38	From Calgary To Cut Bank, Montana	188.7	.00	.00	10.00	16.811	.00	8.0	.0
1	From Fort St. John, B.C. To Kamloops	521.2	50.00	.00	.00	31.687	15843.50	12.0	.0
2	From Kamloops To Vancouver	135.9	249.00	.00	.00	5.046	12564.54	24.0	.0
4	From Alberta Conventional To Kamloops	340.9	207.00	.00	.00	11.790	24405.30	24.0	.0
5	From Alberta Conventional To Calgary	207.7	37.00	.00	.00	10.795	3994.15	12.0	.0
6	From Alberta Conventional To Edmonton	68.8	417.00	.00	.00	1.988	8289.96	24.0	.0
7	From Alberta Tarsands To Edmonton	238.3	.00	.00	.00	10.521	.00	16.0	.0
8	From Edmonton To Regina	433.8	357.00	.00	.00	12.808	45724.56	24.0	.0
9	From Saskatchewan To Regina	110.3	270.00	.00	.00	4.515	12190.50	16.0	.0
10	From Regina To Gretna, Manitoba	149.9	552.00	.00	.00	4.491	24790.32	24.0	.0
11	From Gretna, Manitoba To Winnipeg	189.7	45.00	.00	.00	10.417	4687.65	12.0	.0
13	From North Dakota To Duluth, Minn.	232.0	123.00	.00	.00	10.036	12344.28	16.0	.0
14	From Duluth, Minn. To Rapid City, Mich.	378.2	543.00	.00	.00	10.626	57699.18	30.0	.0
17	From Lima, Ohio To Chicago	201.0	48.00	.00	.00	8.822	4234.56	20.0	.0
18	From Chicago To Detroit	239.8	90.00	.00	.00	12.837	11553.30	20.0	.0
19	From Sarnia, Ont. To Toronto	153.8	249.00	.00	.00	6.369	15858.81	20.0	.0
21	From Buffalo, N.Y. To Warren, Pa.	64.5	29.00	.00	.00	6.087	1765.23	8.0	.0
22	From Warren, Pa. To West Virginia	199.4	19.00	.00	.00	21.632	4110.08	6.0	.0
23	From Lima, Ohio To Warren, Pa.	270.9	41.00	.00	.00	22.684	9300.44	8.0	.0
24	From Portland, Maine To Montreal	203.3	275.00	.00	.00	9.843	27068.25	16.0	.0
25	From Lima, Ohio To Detroit	126.5	.00	.00	.00	8.978	.00	10.0	.0

TABLEAU 6

Échantillon de l'analyse détaillée des coûts de transport par oléoduc en 1966

PIPELINE : EDMONTON-CHICAGO

Cost breakdown								
ARC	I	J	Length (Miles)	Total (\$/Day)	Marginal (C/bbl)	Per Unit (C/bbl)	Flow (Tbbls)	Diameter (Inches)
8	8	10	433.80	45724.56	12.808	12.808	357.0	24.00
10	10	12	149.89	24790.32	4.491	4.491	552.0	24.00
12	12	74	169.81	26097.04	4.952	4.952	527.0	26.00
176	75	15	306.24	48109.83	9.129	9.129	527.0	26.00
78	15	17	405.43	.00	10.165	.000	.0	32.00 no flo
Totals			1465.16	144721.75	41.545	31.380	no flo	

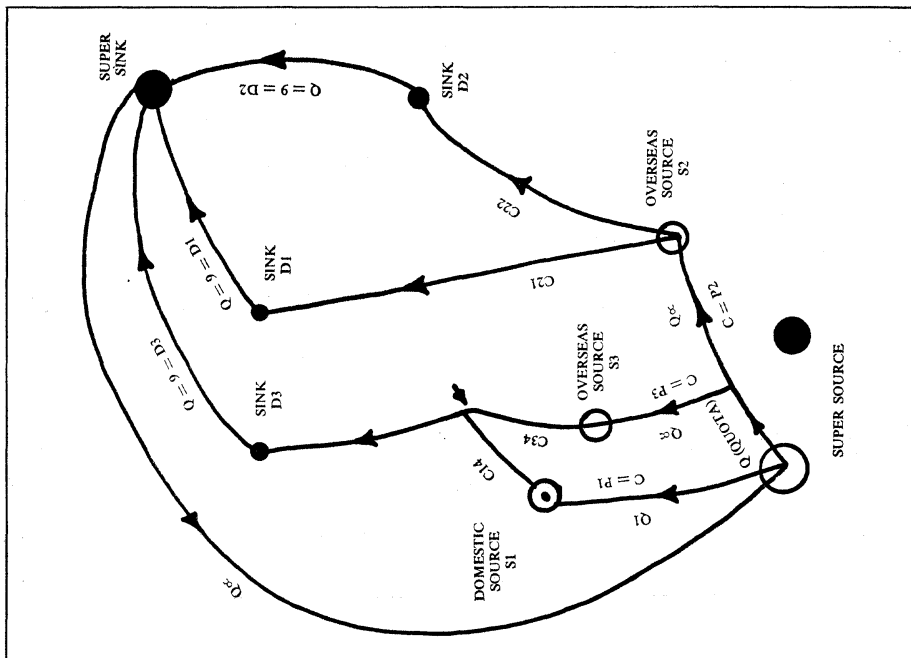
PIPELINE : ALASKA-CHICAGO VIA PUGET SOUND

Cost breakdown								
ARC	I	J	Length (Miles)	Total (\$/Day)	Marginal (C/bbl)	Per Unit (C/bbl)	Flow (Tbbls)	Diameter (Inches)
69	52	62	588.64	.00	49.862	.000	.0	26.00 no flo
86	62	3	-.00	3100.00	10.000	10.000	31.0	-.00 tanker
80	3	34	475.42	.00	13.008	.000	.0	31.00 no flo
81	34	17	1285.60	.00	29.294	.000	.0	32.00 no flo
Totals			2349.65	3100.00	102.164	10.000	no flo	

PIPELINE : ALASKA TO CHICAGO (BECHTEL'S ROUTE)

Cost breakdown								
ARC	I	J	Length (Miles)	Total (\$/Day)	Marginal (C/bbl)	Per Unit (C/bbl)	Flow (Tbbls)	Diameter (Inches)
70	52	59	296.39	.00	21.615	.000	.0	26.00 no flo
71	59	60	602.05	.00	41.281	.000	.0	27.00 no flo
72	60	7	396.35	.00	12.505	.000	.0	30.00 no flo
77	7	12	755.26	.00	17.596	.000	.0	32.00 no flo
12	12	74	169.81	26097.04	4.952	4.952	527.0	26.00
176	75	15	306.24	48109.83	9.129	9.129	527.0	26.00
78	15	17	405.43	.00	10.165	.000	.0	32.00 no flo
Totals			2931.53	74206.87	117.243	14.081	no flo	

GRAPHIQUE 2



RÉSEAU DES DÉBITS

TABLEAU 7

Analyse des coûts de production de pétrole en 1966

Supply Centre	Production (1000 bbl/ day)	Productive capacity (1000 bbl/ day)	Utilization (%)	Wellhead price (\$/bbl)	Exploration costs (\$)	Shadow price (\$/bbl)	Revenue (1000\$/year)
Alberta Conventional	661.00	1450.00	45.59	2.37	.00	302781	571798.04
Alberta Tarsands	.00	90.00	.00	2.48	.00	313781	.00
Saskatchewan	270.00	270.00	100.00	2.11	.00	313062	207940.50
Gretna, Manitoba	20.00	20.00	100.00	2.15	.00	322068	15695.00
North Dakota	123.00	123.00	100.00	2.75	.00	390714	123461.25
West Virginia	31.00	31.00	100.00	2.56	.00	411842	28966.40
Kansas	286.00	299.00	95.65	2.95	.00	360781	307950.50
Western Wyoming	247.00	390.00	63.33	2.88	.00	353781	259646.40
Cut Bank, Montana	93.00	93.00	100.00	2.44	.00	329655	82825.80
Fort St. John, B.C.	50.00	50.00	100.00	1.96	.00	282884	35770.00
Colorado	82.00	82.00	100.00	2.91	.00	382801	87096.30
Northern Texas	300.00	300.00	100.00	2.95	.00	369342	323025.00
Oklahoma	630.00	630.00	100.00	2.91	.00	374250	669154.50
Mississippi	130.00	265.00	49.06	2.92	.00	357781	138554.00
E. Texas - N. Louisiana	465.00	465.00	100.00	2.93	.00	376016	497294.25
Louisiana Gulf	1012.00	2500.00	40.48	3.11	.00	376781	1148771.80
Texas Gulf	.00	1226.00	.00	3.22	.00	386781	.00
W. Texas - New Mexico	2023.00	2023.00	100.00	2.84	.00	361591	2097041.80
Utah Four Corners	253.00	253.00	100.00	2.64	.00	340680	243790.80
San Joaquin Valley	630.00	630.00	100.00	2.35	.00	401777	540382.50
Central Texas	655.00	655.00	100.00	2.88	.00	368748	688536.00
Prudhoe Bay, Alaska	.00	-.00	.00	2.30	.00	568694	.00
Anchorage	35.00	35.00	100.00	3.04	.00	394781	38836.00
California Offshore	420.00	420.00	100.00	2.80	.00	407781	429240.00
Venezuela, Mid East	2411.00	99999.00	2.41	2.31	.00	296781	2032834.60
Illinois	323.00	323.00	100.00	3.00	.00	392363	353685.01
<i>Aggregates</i>							
U.S. Quota Districts 1-4	6653.00	9658.00	68.89				
U.S. Quota District 5	1050.00	1050.00	100.00				
Canadian West and Arctic	1001.00	1880.00	53.24				
Canadian East	.00	.00	.00				
Alaska	35.00	35.00	100.00				
Foreign Imports	2411.00	99999.00	2.41				
<i>American Foreign Imports — Excluding Canada</i>							
Limit 1932.0							
Actual 1932.0							

TABLEAU 8

Sommaire des résultats d'une prévision type des taux de production,
des capacités et des prix à la source

Production (en 1 000 barils/jour)	Année							
	1970	1971 *	1972	1973	1974 **	1975	1976	1977
Alaska	69.0	165.0	941.0	2066.0	3078.0	3808.0	4597.0	5513.0
Autres régions des É.-U.	6558.0	6827.0	6437.0	5734.0	5111.0	4925.0	4406.0	3908.0
Région ouest des É.-U.	1753.0	1737.0	1723.0	1709.0	1694.0	1680.0	1667.0	1653.0
Canada en entier	1390.0	1446.0	1497.0	1525.0	1552.0	1438.0	1611.0	1637.0
Capacité (en 1 000 barils/jour)								
Autres régions des É.-U.	8286.0	8126.0	7749.0	7172.0	6648.0	6253.0	5923.0	5565.0
Région ouest des É.-U.	1753.0	1737.0	1723.0	1709.0	1694.0	6253.0	5923.0	5565.0
Canada en entier	2089.0	2133.0	2187.0	2251.0	2326.0	2410.0	2392.0	2278.0
Prix à la source (en dollars/baril)								
Autres régions des É.-U.	3.11	3.14	3.15	3.14	3.14	3.14	3.14	3.13
Région ouest des É.-U.	2.80	2.85	2.88	2.91	2.94	2.97	2.99	3.01
Alberta	2.39	2.37	2.37	2.37	2.37	2.36	2.36	2.36

Hypothèses

* Prudhoe Bay et Pipeline Trans-Alaska en opération.

** Passage du Nord-Ouest entre en opération après 1974, inclus tous les États, excepté les six États formant la région ouest des É.-U. Ces États sont l'Alaska, l'Arizona, la Californie, le Nevada, l'Oregon et le Washington. \$2.50 prix à la source, Prudhoe Bay.